



中国电力百科全书

（第三版）

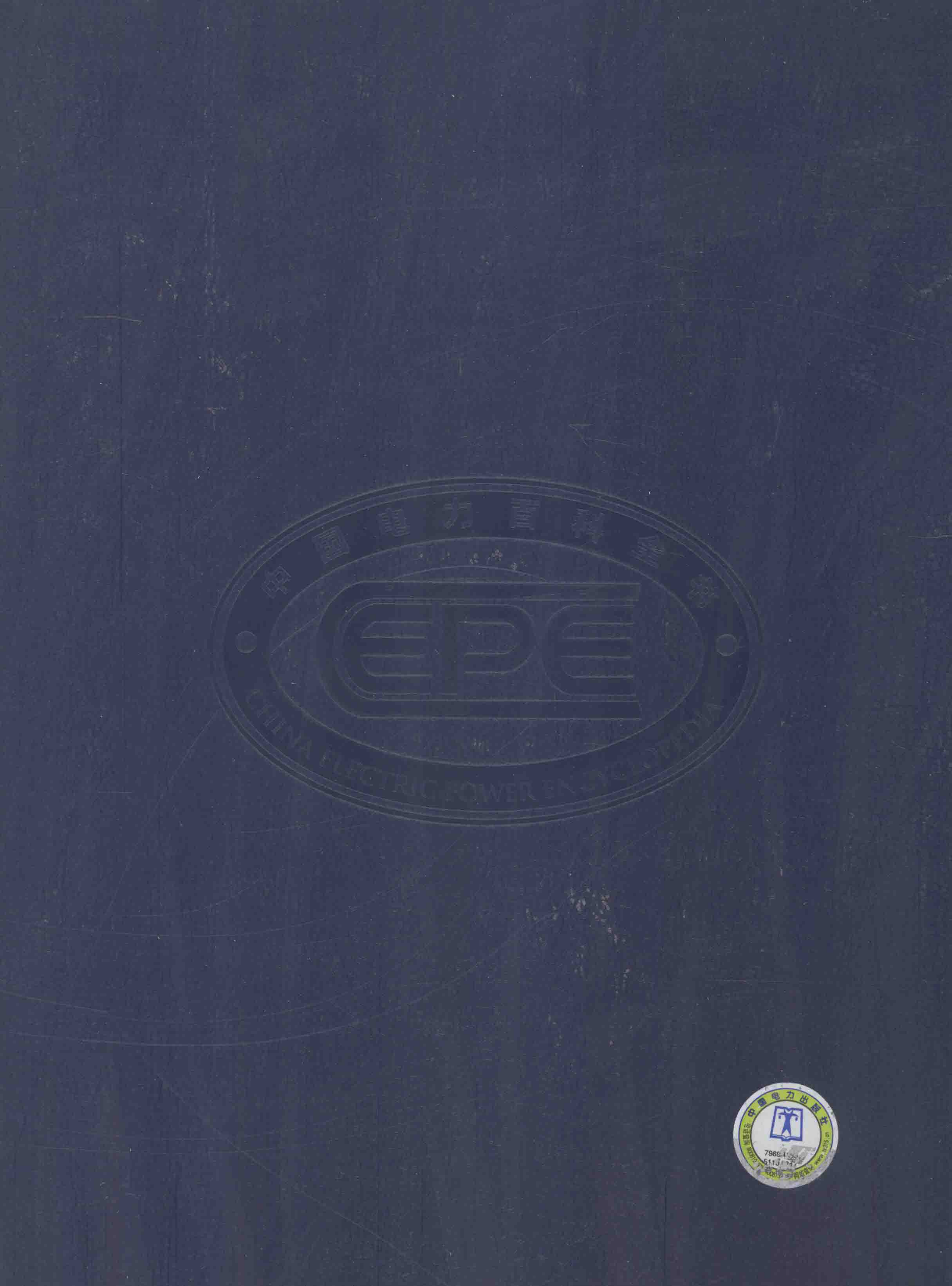



输电与变电卷

《中国电力百科全书》编辑委员会
《中国电力百科全书》编 辑 部
编

CHINA
ELECTRIC POWER
ENCYCLOPEDIA

中国电力出版社







中国电力百科全书

（第三版）

输电与变电卷

《中国电力百科全书》编辑委员会
《中国电力百科全书》编　辑　部
编



中国电力出版社

图书在版编目（CIP）数据

中国电力百科全书. 输电与变电卷/《中国电力百科全书》编辑委员会，《中国电力百科全书》编辑部编. —3版. —北京：中国电力出版社，2014.6
ISBN 978-7-5123-5068-7

Ⅰ.①中… Ⅱ.①中… ②中… Ⅲ.①电力工业-中国-百科全书②输电线路-概况-中国③变电所-概况-中国 Ⅳ.①TM-12

中国版本图书馆CIP数据核字（2013）第250333号

地图审图号：GS（2014）1299号

中国电力出版社出版、发行（北京市东城区北京站西街19号 100005 http://www.cepp.sgcc.com.cn）
北京盛通印刷股份有限公司印刷 各地新华书店经售
1995年10月第一版 2014年6月第三版 2014年6月北京第五次印刷
889毫米×1194毫米 16开本 34.75印张 1530千字
印数16041—21040册 定价 **296.00** 元



编辑委员会



编辑委员会

编辑委员会办公室

编　辑　部



编辑委员会

• 输电与变电卷 •

（第三版）

编审委员会

主　　编　[孙才新]　陈维江

副 主 编　饶　宏　廖瑞金

编审领导小组　[孙才新]　陈维江　饶　宏　廖瑞金　郭剑波　李宝金　张　涛

编　　委　（按姓氏笔画排列）

[孙才新]　汤广福　邬　雄　张国良　张　涛　李宝金　李喜来　陆家榆　陈维江　周韫捷　武守远　俞　正　姜　芸　查鲲鹏　荆　勇　饶　宏　郭剑波　崔　翔　曹均正　曾　嵘　廖瑞金

学术秘书　张　涛

各分支主编、副主编

概论分支

主　编　[孙才新]（兼）

副主编　廖瑞金（兼）

架空输电线路分支

主　编　李喜来

副主编　张国良

交流变电站分支

主　编　李宝金

副主编　俞　正

直流输电技术分支

主　编　饶　宏（兼）

副主编　荆　勇

直流换流站分支

主　编　汤广福

副主编　曹均正

电力电缆线路分支

主　编　姜　芸

副主编　周韫捷

灵活交流输电分支

主　编　郭剑波

副主编　武守远

电力系统过电压与绝缘配合分支

主　编　陈维江（兼）

副主编　曾　嵘

电磁环境与电磁兼容分支

主　编　崔　翔

副主编　陆家榆

• 输电与配电卷 •

（第一版）

编审委员会

主　　　编　徐博文

副　主　编　徐士珩　李博之　戴熙杰

编审领导小组　徐博文　徐士珩　李博之　戴熙杰　张大琨　张为龙　朱良镭

编　　　委　（按姓氏笔画排列）

马延绪　王一宇　朱良镭　孙家福　杨吟梅　李启盛　李昌龄　李博之　李韐荪　张大琨　张为龙　陆德纮　陈维贤　徐士珩　徐博文　黄志明　解广润　戴熙杰

特　约　编　委　（按姓氏笔画排列）

王梅义　朱保哲　吴竞昌　陈慈萱　周庆昌　郑健超　郑肇骥　赵畹君　费翊群　陶祖训　曹荣江　屠三益

学　术　秘　书　张大琨

各分支主编、副主编、编审组成员

概论分支

主　　编　徐博文（兼）

编审组成员　许金涛　费翊群

架空输电线路分支

主　　编　李博之（兼）

副　主　编　黄志明

编审组成员　官其斌

变电所设施分支

主　　编　李昌龄

编审组成员　陶祖训　蓝增珏　卓乐友

变电所设备分支

主　　编　孙家福

副　主　编　李启盛

编审组成员　张大琨　曹荣江　王乃庆

配电网分支

主　　编　王一宇

编审组成员　屠三益　陈效杰

电力电缆线路分支

主　　编　陆德纮

副　主　编　李韐荪

编审组成员　郑肇骥　王焜明

直流输电分支

主　　编　戴熙杰（兼）

编审组成员　吴国炎　赵智大　郑德明　赵礼生

并联补偿与串联补偿分支

主　　编　马延绪

编审组成员　冯宝忆　徐维钧

过电压与绝缘配合分支

主　　编　解广润

副 主 编　陈维贤

编审组成员　陈慈萱

实验基地分支

主　　编　杨吟梅

编审组成员　徐士珩　曹荣江　吴　骁

• 输电与配电卷 •

（第二版）

编审委员会

主　　　编	郑健超
副　主　编	蓝增珏　陈效杰　徐士珩
编审领导小组	郑健超　蓝增珏　陈效杰　徐士珩　查仁柏 朱良镭　张为龙
编　　　委	（按姓氏笔画排列） 朱良镭　许　颖　杨吟梅　李长育　李同生 李启盛　李霞娟　张为龙　林集明　郑健超 陈效杰　赵畹君　查仁柏　顾霓鸿　徐士珩 陶　瑜　黄志明　崔　翔　蓝增珏
学术秘书	查仁柏

各分支主编、副主编

概论分支

主　　编　郑健超（兼）

副 主 编　查仁柏（兼）

架空输电线路分支

主　　编　黄志明

变电所分支

主　　编　蓝增珏（兼）

副 主 编　顾霓鸿　李启盛

配电网分支

主　　编　陈效杰（兼）

副 主 编　李长育

电力电缆线路分支

主　　编　李霞娟

直流输电分支

主　　编　赵畹君

副 主 编　陶　瑜

灵活交流输电分支

主　　编　林集明

过电压与绝缘配合分支

主　　编　许　颖

副 主 编　李同生

电磁环境与电磁兼容分支

主　　编　杨吟梅

副 主 编　崔　翔

第三版前言

《中国电力百科全书》（简称《电百》）第三版在中国电机工程学会成立80周年之际与广大读者见面了。《电百》是全面介绍电力科学技术和管理知识的大型专业性百科全书。《电百》的首次编纂始于1986年，先后于1994年和2001年出版发行了第一版和第二版。《电百》问世以来，受到了广大电力工作者和电机工程界人士的欢迎并得到认可，成为查阅电力基本知识的权威工具书。

《电百》第一版是由原水利电力部、中国电机工程学会、中国水力发电工程学会等共同倡议，从1986年开始，历时8年编纂完成的。全书分为《综合卷》《电工技术基础卷》《电力系统卷》《火力发电卷》《水力发电卷》《核能及新能源发电卷》《输电与配电卷》《用电卷》共8卷，5000多个条目、1000余万字。全书总结了当时电力工业科学技术成就以及生产和建设的经验，适应了电力科技人员和职工学习新技术、新知识的迫切需要。《电百》第二版的修编工作是在原国家电力公司组织下，从1998年开始到2000年完成。全书仍为8卷，共5400余条目，约1000万字，反映了20世纪最后十多年电力工业的快速发展和电力科技的进步，适应了中国电力工业发展的需要。《电百》第二版于2002年荣获第十三届中国图书奖。

《电百》第二版发行至今的十多年间，中国电力工业持续快速发展，电力科技水平不断提高。中国电力装机容量和发电量分别从2000年的3.19亿kW、1.37万亿kW·h提高到2013年的12.47亿kW和5.3万亿kW·h，均居世界第一位。电网发展也实现了历史性跨越，规模居世界第一，已经形成以区域同步电网为基础的全国互联电网（未计台湾省）。这十多年，电力系统结构逐步优化，技术装备水平快速提升，节能减排成效显著。电力系统的安全性、可靠性、经济性取得全面提高，适应了经济和社会发展对用电量增长和安全可靠供电的需要，有力支撑了国民经济的持续快速发展。

进入21世纪，中国经济社会发展的重要特征是工业化、信息化、城镇化、市场化、国际化，能源结构清洁低碳化趋势显著。这些重大社会需求决定电能高效清洁的生产、输送、分配和使用技术，已成为电力技术发展的主导方向，并且日益显现出新技术与传统技术交叉与融合的趋势。因此，有必要对《电百》第二版进行修编，更新和充实《电百》的内容，以充分反映21世纪头十年电力工业发展的新成就和电力科技发展的新特征。

2009年5月，在中国电机工程学会第九届会员代表大会上提出了《电百》第三版修编工作建议，得到会员单位广泛支持。2011年1月25日，《电百》第三版编辑委员会第一次会议在北京召开，修编工作正式启动，确定修编原则是“增补为主，简当为要”。

增补为主，就是要增补体现电力工业和电力科技发展的新内容。如全球气候变化、全寿命周期管理、信息安全等问题；在水力发电技术方面，包括高坝筑坝新技术、大型水轮机组集成技术、梯级水库群优化调度技术等；在火力发电技术方面，包括超超临界燃煤发电、大型火电机组直接空冷、整体煤气化联合循环发电（IGCC）及多联产、污染物控制和减排等技术；在现代核电技术方面，包括对投运核电机组通用技术的系统性介

绍，第三代先进压水堆技术 AP1000、EPR，以及模块式高温气冷堆技术和第四代核能系统概况等；在可再生能源发电技术方面，包括风能资源评估、新型风电机组总体设计和关键部件制造、风电并网等技术，太阳能热发电及分布式光伏发电技术，以及深层地热和海洋能、潮汐能发电等新技术；在电网技术方面，包括特高压交直流输电技术、750kV 超高压输电技术、智能电网技术、大型互联电网的分析和控制技术、电压源型直流输电技术等；还有现代信息通信技术、电力电子技术的新发展和新材料在电力系统中的应用等等。

根据电力科技发展的新趋势，《电百》第三版共设 9 卷，在第二版 8 卷的基础上，将《输电与配电卷》更名为《输电与变电卷》、《用电卷》更名为《配电与用电卷》，将《核能及新能源发电卷》拆分为《核能发电卷》和《新能源发电卷》。第三版的条目总数约为 6300 条，字数约 1300 万字。条目释文中，中国电力工业的数据一般截至 2012 年 12 月，国外电力工业的数据一般截至 2011 年 12 月，能源资源等数据以最新公布的为准。

简当为要，是百科全书的特征之一。百科全书是概要记述人类知识的大型工具书。《电百》第三版的释文编纂按照百科体例的编纂要求和“全、精、新、信、达、雅”的撰写质量要求，依据科学性、客观性、概述性、整体性、稳定性、可读性、规范性的百科特点进行修编。全书统一编纂指导思想、框架设计和体例要求，解决内容重复、交叉、矛盾和遗漏等问题。对修编条题，注重其概要性、知识性和逻辑性；对新增条题，博览精收、慎重选材，做到既简且当。同时，各卷都编写了概述性文章（专文）和大事年表。概述性文章是对本卷内容概括性介绍，体现本专业的特点、发展、现状和水平；大事年表是以编年体形式记录具有全局性、标志性、方向性的事情。读者通过概述性文章和大事年表可以对电力技术的发展有全面系统的了解，更加体现了简当为要的要求。

《电百》第三版修编实行主编责任制，编辑委员会组织了既有理论底蕴又有实践经验的 1500 多位专家、学者参与条目的撰写和审稿，其中卷正副主编和分支正副主编 220 余位。

《电百》第三版贯彻以科学发展观为指导，谋篇、谋卷、谋书，努力用全面协调可持续发展的观点，分析判断近十年来电力科技领域出现的新事物和新观点，集中反映 21 世纪初中国电力科技事业蓬勃发展的概貌，展示出其对中国乃至世界电力工业技术发展基本走向的影响。

在《电百》第三版即将付印的时候，我们十分感念那些为“电力百科”开启山林的拓荒者，他们为我们做出了榜样。《电百》第三版继承了第一、二版在知识分类、编辑体例、图表配置、全书条题检索等方面的工作经验和成果，并将前一、二版的双色印刷调整为全彩印刷，将原正 16 开本调整为大 16 开本，从而使第三版从内容到版式都有了更大的改进。令我们感到鼓舞的是，《电百》第三版获得了 2014 年度国家出版基金的资助，入选《2013—2025 年国家辞书编纂出版规划》。

我们还要再一次向所有关心、支持和参与本书编纂出版的领导、专家、学者、编辑出版人员表示衷心的感谢！1500 多位专家、学者的志愿工作、三年多的智慧和心血，凝结成为今天的鸿篇巨制。电力科学技术在飞速发展，希望《电百》第三版对电力科技工作者和管理人员能够有所裨益，更好地发挥其“没有围墙的大学”的功能。

《中国电力百科全书》编辑委员会

《中国电力百科全书》编　辑　部

2014 年 5 月

第一版前言

经过8年的反复锤炼，《中国电力百科全书》终于脱稿付印，陆续出版了！这是1700多位专家，以高度的政治责任感和历史责任感辛勤耕耘、反复切磋的成果。参加这部百科全书编纂工作的同志大部分是电业部门的专家和著名大学的教授，也有很多电机制造部门的专家，用电电器研究方面的专家，核工业专家，能源专家，环境保护专家等等；他们是各个专业方面的权威人士，大都年事已高，仍不遗余力地以自己毕生的经验，参照大量的国际资料，字斟句酌地推敲每一个条目的释文；他们以满腔热情，努力争取时间，完成了5000多个条目、1000多万字的撰写、审阅、修改工作；在编写过程中有的老专家废寝忘食、带病工作，有的已经谢世。我们以十分崇敬和感激的心情向为本书工作过的专家们致以崇高的敬礼！

《中国电力百科全书》是于1986年8月由原水利电力部科技司、中国电机工程学会、中国水力发电工程学会、原水利电力出版社共同倡议，经原水利电力部部长批准，着手组织编纂的。1987年8月，在北京召开了编辑委员会成立大会，初步确定了分卷方案和条题框架，聘请各卷主编和各分支主编。之后，几经修改，拟定了各卷的条题总表，聘请了撰写和审阅的专家，于1989年着手撰写，先后经过分支的一审、修改，分卷的二审、修改，编委会常务领导小组组织的终审，再由分卷修改正式定稿。

编纂《中国电力百科全书》的目的，在倡议报告中已经指明，是“为了总结我国电力工业生产、建设的经验，介绍当代电力工业最新科学技术成就，迎接电力工业更大规模的发展，满足电力系统广大职工的需要。”当前，我们正在建设规模宏伟的现代化的电力工业，我们正在深入改革开放，经历从高度集中的计划经济到社会主义市场经济的变革，成百万的电业职工迫切需要学习新的技术和新的管理知识。同时，随着我国工农业现代化程度的提高，人民生活电气化程度的普及和提高，社会上对电力知识的需要也日益广泛。为此，本书的编纂，从格式到内容，均以满足电力科学技术人员、各级领导和管理人员、广大电业职工和大专院校电力类专业师生的需要为主，同时照顾到社会上广大读者的需要，力求深入浅出，使具有高中以上文化程度的人均可阅读。

《中国电力百科全书》是中国第一部全面介绍电力科学技术和管理知识的大型专业性百科全书。在编纂过程中，我们学习和借鉴了《中国大百科全书》的编纂经验，同时，也汲取了此前编纂的《中国水利百科全书》的经验。百科全书要求表达人类成熟的知识，要求所表达的知识具有科学性、客观性和稳定性，亦即具有一定的权威性。为此，本书在条题名称的选定和条目释文的概念叙述方面，均力求符合当代国际电业界一般共有的认识，对于某些国内惯用的概念与国外流行的概念不一致的，均分别加以说明。考虑到篇幅浩大，读者所需要的专业内容不一，特将全书按专业分为既有联系又相对独立的8卷，即：综合、电工技术基础、电力系统、火力发电、水力发电、核能及新能源发电、输电与配电、用电。读者可购置全套8卷，也可购置其中任何一卷。每卷条目排印均按

条目首字的汉语拼音顺序排列。为了便于读者按专业查找相关条目，在书首设有按专业知识分类的条目分类目录，在书尾设有3种检索系统，即条目汉字笔画索引、条目外文索引、内容索引。综合卷后还附有外国（国际）电力（能源）组织机构和学术团体译名对照表，以及中国电力工业大事年表。

为了记录近百年来，特别是中华人民共和国成立以来，为中国电业发展做出过重要贡献的人物，为中国电业发展培养了大量科技人才的优秀教师和学者，以及为中国电业的发展提供电力设备的电机、电器、动力设备制造部门的著名专家，共收录了3000多位人物的业绩，编纂了《中国电力人物志》，作为《中国电力百科全书》的附卷单独出版。

以上8卷和附卷中，条目释文中所载的史实和数据大都截止到1990年12月；对1990年12月之后国际时局的变化所引起国家的改变，均未作相应的修改。

本书的编纂和出版，是广大专家集体智慧的结晶和集体工作的成果，一个条目的释文往往经过多位专家多次修改才得以定稿，前后变动很大，甚至重新改写。但是，应该说明，没有第一稿的写出，也改不出最后一稿。所以，一个条目的写定，既是最后执笔者的成果，也是第一稿执笔者的成果。在反复修改过程中，专家们都不固执己见地热烈参与磋商讨论，务求循名责实，考虑全面，得出一个正确的概念，在这方面充分体现了他们对事业的政治责任感和对后代的历史责任感。电力方面的百科全书，在中国这是第一部，在国外，我们也未见先例。因此，尽管我们尽其可能地作了努力，但疏漏与错误之处还不可避免，我们诚恳地希望广大读者和专家给予批评和指正，以期本书再版时订正提高。

再一次向所有关心、支持和参与本书编纂出版的领导、专家、学者、编辑出版人员表示衷心的感谢！

《中国电力百科全书》编辑委员会

《中国电力百科全书》编　辑　部

1994年6月

第二版前言

《中国电力百科全书》（简称《电百》）的编纂工作始于1986年，在国家电力领导部门的重视和社会各界的关注下，全国1700多位专家、学者历时8年终成腋裘，付梓刊行。

《电百》（第一版）条目释文引用的数据和资料基本上截至1990年底。十年来，世界电力工业的状况发生了重大变化。作为目前最清洁和使用最方便的二次能源，电力在推动社会经济进步、提高人民生活质量方面发挥着越来越重要的作用。十年来，电力工业围绕进一步提高能源利用效率和供电可靠性，加强对生态环境的保护从而实现可持续发展，在许多技术领域取得了重大进步。例如，在洁净煤发电技术研究开发与应用方面，已相继建成示范电厂并开始商业运营；大容量、超临界和超超临界压力机组迅速发展，正在成为发达国家火力发电厂的主力机组；广泛采用新技术加强对有害排放物、电磁波、放射性污染的治理；高电压、大容量、远距离交直流输电技术和电力系统理论与技术的继续进展与提高；高效率燃气轮机技术的发展与应用；分散型电、热、冷三联供装置和大幅度提高电力用户终端效率的各种新技术、新装置的相继出现，以及计算机技术和信息网络技术在电力工业中的应用等等，正在明显地改变电力工业的技术状况。与此同时，世界范围内经济的市场化、信息化、全球化正在给电力行业传统的垄断地位和经营方式带来巨大的冲击。随着竞争机制的引入，许多国家的电力管理体制已经或正在经历空前的变革，向着放松管制的商业化、民营化方向发展。

在世界各国电力科学技术发展和管理体制变革的同时，中国电力工业在90年代取得了突飞猛进的发展。从1996年下半年起，全国电力供需基本平衡，结束了持续20多年全国性缺电的局面，基本上适应了国民经济发展和人民生活水平提高对电力的需求。1995年全国电力装机总容量达到2亿kW，年发电量超过10000亿kW·h；1999年全国电力装机总容量达到2.98亿kW，年发电量达到12331亿kW·h；2000年4月，我国的装机容量超过了3亿kW。无论在电力装机容量上还是在发电量上，中国电力都已居世界第二位。到1999年底，已建成和正在建设的100万kW及以上的火电厂、核电厂和水电站已超过100座，其中邹县发电厂240万kW，二滩水电站330万kW。世界最大的水电站、装机容量达1820万kW的三峡水电站已于1994年12月开工建设、1997年11月实现了大江的截流，即将于2003年开始并网发电。继秦山核电厂和广东大亚湾核电厂投产后，广东岭澳核电厂（180万kW）和秦山第二核电厂（120万kW）、秦山第三核电厂（140万kW）及田湾核电厂（200万kW）均已开工建设。风力、地热、太阳能、潮汐等可再生能源发电也得到进一步的发展。全国风力发电装机总容量已达26.7万kW，在中国的西部地区建成了一批小容量试验性的太阳能光伏电站。到90年代末，中国已建成的500kV输电线路约2.29万km，变电容量8012万kV·A；330kV输电线路7949km，变电容量1248万kV·A；220kV输电线路12.18万km，变电容量2.80亿kV·A；同时还进行了大规模的城乡电网建设与改造。目前在全国已形成了7个跨省的大型区域电网和5个独立省网，其中最大的区域电网

华东电网装机容量已达 5198.64 万 kW，最大的省网广东电网装机容量也达到 3033.37 万 kW，全国电网的覆盖率已达到 96.4%。中国的电网已进入了跨大区、跨独立省（区）电网互联的阶段，并正在走向全国联网的超高压、高度自动化的现代化电力系统的新阶段。

在过去的 10 多年里，中国电力工业的管理体制经历了巨大的变化。1988 年 4 月撤销了水利电力部，成立了能源部；1993 年 3 月又撤销能源部，组建电力工业部；1997 年成立国家电力公司，1998 年电力工业部撤销。按照国务院的改革方案，国家电力公司经营管理授权范围内的国有电力企业，国家经贸委行使管理中国电力工业的政府职能，中国电力企业联合会行使电力行业管理与服务职能。这是中国电力管理体制的重大改革，是中国电力工业由计划经济向市场经济转变的重要标志。

根据电力科学技术在 90 年代所取得的重大进展、管理体制的变革情况，以及中国国民经济在 2000～2010 年期间再翻一番和 2010 年中国电力装机总容量将发展到 5 亿 kW 的总目标，为了使《电百》的内容能够反映当前国际和国内电力工业的最新技术和管理水平，适应 21 世纪前十年我国电力工业发展的需要，进一步满足各级领导干部、电力系统内外的科学技术和管理人员以及广大读者查询、浏览、了解现代电力科学技术和管理知识的需求，中国国家电力公司决定，对《电百》(第一版) 进行修订，并于 2000 年 9 月起陆续出版《电百》(第二版)。

编纂出版《电百》(第二版) 的总原则是：在第一版的基础上对各卷内容删繁就简，增补更新，力求达到精益求精；努力增加最新电力科学技术成就和管理经验的内容，注意解决第一版中存在的问题和不足；使《电百》(第二版) 具有时代特征，符合规范要求，开卷有益，查阅方便。

《电百》(第二版) 的编纂工作于 1998 年 8 月起动。为了使《电百》能以条目的形式汇集和总结电力科学技术和管理知识，真正发挥大型专业性百科全书的作用，我们组织了电力工业各门类的约 1100 位专家、学者参加了修订、编纂和审稿工作。这些专家怀着满腔热忱、高度责任感和使命感，废寝忘食、夜以继日地工作，以广博的知识和丰富的经验，使《电百》条目的释文尽可能完美地体现其思想和智慧。

《电百》(第二版) 仍沿袭第一版的做法，采用按专业分类分卷、各卷条目按汉语拼音字顺编排的出书方式。全书仍分为综合、电工技术基础、电力系统、火力发电、水力发电、核能及新能源发电、输电与配电、用电等 8 卷，释文共有 5400 余条目，总字数约 1000 万字，其中新增条目和经过修改的条目约占全书的 70%以上。

尽管我们期待《电百》不仅具有电力科学技术知识的魅力，同时具有文字的魅力和鲜明的时代色彩，尽管我们希望广大读者在阅读与浏览，查询与解惑中能达到充实自己的目的，但书中难免有疏漏和错误之处，恳请读者批评指正，以期再版时订正。

谨向所有关心、支持和参与本书编纂出版的领导、专家、学者、编辑出版人员表示衷心的感谢，是他们卓有成效的努力使本书为广大读者营造了一个开卷有益的氛围，使本书以气势恢宏的构架、翔实丰富的内容、精辟练达的文字、生动具体的彩色插图导引读者漫游电力科技知识的海洋。

《中国电力百科全书》编辑委员会
《中国电力百科全书》编　辑　部
2000 年 9 月

凡　例

一、编　排

1. 全书按专业知识领域分为综合、电工技术基础、电力系统、火力发电、水力发电、核能发电、新能源发电、输电与变电、配电与用电等9卷出版。

2. 各卷按前言（包括全书第三版前言、第一版前言、第二版前言），凡例，概述性文章，本卷第一、二版前言，条目分类目录、正文、大事年表、条目标题汉字笔画索引、条目标题外文索引、内容索引、插图索引、附录等编排。

3. 全书的主体是条目。条目既是基本知识单元，也是基本寻检单元。条目由条目标题（条题）、释文和相应的图片、表格、参考书目等组成。

4. 全书条目按条目标题的汉语拼音字母顺序并辅以汉字笔画、起笔笔形顺序排列。同音时按汉字笔画由少到多的顺序排列，笔画数相同的按起笔笔形一（横）、丨（竖）、丿（撇）、丶（点）、乛（折，包括ㄱㄴㄑ等）的顺序排列。第一字相同时，按第二字，余类推。条目标题以罗马数字、阿拉伯数字、拉丁字母、斯拉夫字母和希腊字母开头的，按习惯发音依次排在汉语拼音相应字母部的前部。

5. 各卷在条目分类目录之前均有一篇介绍本卷内容的概述性文章。概述性文章从宏观上展现本卷的形象，且把本卷组成一个有机的整体，对本卷的条目起到统领作用，成为本卷的纲要。概述性文章介绍了本卷的专业特点、内容范围、历史发展和现状等内容，以帮助读者对本卷有概略而全面的了解。

6. 各卷均列条目分类目录，供读者按学科知识体系查检所需要的条目。为了保证各分支体系的完整性，有少数条目在不同分支目录里重复出现。条目分类目录还反映出条目间的系统性、层次性，例如：

配电装置
　屋外配电装置
　　中型屋外配电装置
　　半高型屋外配电装置
　　高型屋外配电装置
　屋内配电装置

7. 为保持知识体系的完整性和便于读者查阅，内容完全相同的条目，可以重复出现在不同卷。对卷间交叉的知识主题，条目列在以学科知识内容为主的卷中，在其他卷中则通过条目标题加以区别。

二、条目标题

8. 条目标题由词或词组组成，例如“**杆塔**”“**换流器**”“**雷电**”；“**输电电压等级**”“**电力系统绝缘配合方法**”。

9. 条目标题一般由汉语标题和与汉语标题相对应的汉语拼音、外文三部分组成。例如：

zhiliu huanliuzhan

直流换流站　(HVDC converter station)

个别无通用译名的纯属中国内容的条目标题则不附外文。条目标题有多个对应外文的，中间用分号（;）隔开。

三、释　文

10. 条目释文使用规范化的现代汉语书面语言。条目释文开始一般不重复条目标题。

11. 条目释文较长时，设置层次标题。

12. 条目内容涉及其他条目并需由其他条目的释文补充的，采用“参见”的方式。所参见的条目标题在释文中出现的，用楷体字排印，例如“变电站中有不同电压的*配电装置*”。所参见的条目标题未在释文中出现的，则另用括号加“见”标出，例如“严格按施工图提供的杆塔基础占地面积、基础型式等要求进行基坑开挖（见*杆塔基础施工*)”。全条与其他条目密切相关时，参见放在释文末尾，另行起写“见×××。”，不加括号。

13. 条目释文中出现的外国人名，第一次出现时在姓（汉译）前均加有外文名的缩写（即名的第一个字母)，并在括号内附对应外文，例如 I. 牛顿（Isaac Newton 或 I. Newton)。外国地名一般不附原文，个别生僻无标准译名的则在第一次出现时用括号附原文。

四、插　图

14. 条目释文中配有必要插图，均随文编排。

15. 插图一般与释文相呼应。只有一个插图时，不编号。

16. 插图附有图题、图注等说明性文字。

五、参 考 书 目

17. 部分条目释文后附有参考书目，供读者选读。

六、索　引

18. 各卷正文后均附有全部条目标题的汉字笔画索引、条目标题的外文索引，以及按音序编排的内容索引和插图索引。

七、其　他

19. 全书所用科技名词术语以全国科学技术名词审定委员会审定的为准，未经审定和尚未统一的，从习惯。地名以中国地名委员会审定的为准。

20. 全书所用汉字除必须用繁体字的以外，一律使用国务院 2013 年 6 月公布的由教育部、国家语言文字工作委员会制定的《通用规范汉字表》所列的汉字。

21. 全书数字的使用，均执行 GB/T 15835—2011《出版物上数字用法》。

22. 全书所用计量单位，除引用经验公式或涉及实验数据的精度难以改变，以及历史上所用的某些单位外，一律采用中华人民共和国法定计量单位。在表达量值时采用单位的国际符号。

23. 全书所列中国统计数据，一般未包含台湾省和香港、澳门特别行政区数据。

电能传输的高速路——输电与变电

陈维江　廖瑞金

电力是二次消费能源，煤炭、水能、核能、风能、太阳能等各种一次能源通过发电设施转化为电力能源，并通过输电与变电设施传输到配电网，配送给用户，进入消费领域，达到清洁、高效使用的目的。传输大容量电能的输电与变电工程，就像交通运输系统的高速公路，亦像信息传送的光纤骨干线。各种电压等级的输变电工程构筑成电能传输的庞大网络，是输送光明的高速路网。中国能源资源与需求之间呈逆向分布，西部、北部地区电能资源富集，东中部地区电能消费集中，实施西电东送的电力能源战略，尤其需要发展先进的输电与变电技术，建设高水平的输电与变电工程及网络。

一、 输变电技术发展概况

输电与变电是电力系统中发电厂与配电网之间的输送电能与变换电压的总称，简称输变电。输电是发电厂或发电厂群的大容量电能向消费电能区进行输送或将互联电网之间的大量电能进行互送。变电是对不同等级的电压进行变换以及对电能进行集中和传递。随着大工业和城市的发展，**输电电压等级**逐步提高，交直流输电技术协调配合，电力联网规模不断扩大，同时实施输变电工程环境保护，有效保障了经济社会可持续发展。

1. 大容量电能传输推动输电电压等级不断升高

随着规模化工业发展，社会对电能需求不断增加，输电线路传输电能容量（功率）不断增长。交流线路输电的自然功率与电压平方成正比，与线路的阻抗成反比，通过提高输电电压可以大幅提升输电功率。不同的电压等级对应了不同的输送距离和输送容量，电压等级的高低是根据实际的负荷需求和技术条件所决定的，电压等级越高，传输的容量越大，输送的距离越远，经济性也越高。不同电压等级交流输电线路的自然功率参见图 1。直流输电线路在电流相同条件下，输电功率与电压成正比，提升电压也可以有效提高输电功率。不同电压等级直流输电线路的额定功率参见图 2。

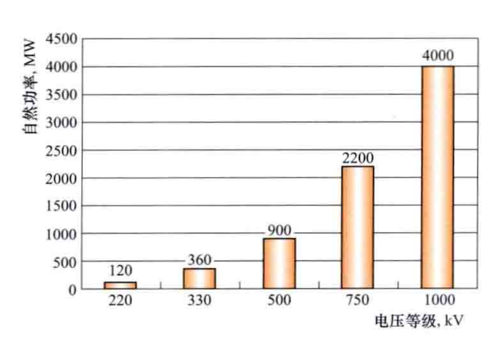


图 1　不同电压等级交流输电线路的自然功率

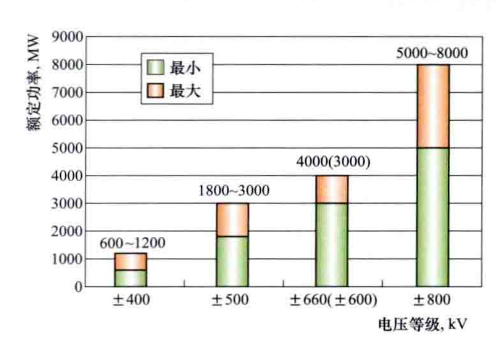


图 2　不同电压等级直流输电线路的额定功率

注：括号内为其他国家电压等级及对应额定功率。

目前，世界上已经形成交流标称电压 66、110、220（230）、330（345、380）、500、750（735、765）、1000kV 和直流标称电压±400、±500、±600、±660、±800kV 的输电电压序列。输电电压等级的提升是由多种因素决定的，经济发展是重要的驱动因素。除了输电线路和变电设备直接投资费用外，随着经济社会的不断发展，输电线路走廊和环境等因素的成本越来越高。根据大容量电能传输的需求，选择合适的线路电压等级，可以提高传输效率、节约投资、降低损耗，更加体现输变电工程的资源节约和环境友好性。

2. 经济社会发展促进电力联网不断扩大

输变电技术的不断进步以及输电电压等级的提高，使电力联网应运而生，远距离、大容量输电要求得以满足，创造了巨大的经济效益和社会效益。联网从简单到复杂，从薄弱到坚强，形成了以交流互联的同步联网和以直流相联的非同步联网两种形式。电力联网从 20 世纪 20 年代始于北美、欧洲电网，50 年代开始快速发展，80～90 年代，覆盖广、交换规模大的跨国、跨区大型互联电网基本形成。国际跨国互联的同步大电网，比较典型的有三个：①北美东部同步电网，包括美国的东、中部和加拿大的五个省，覆盖面积 520 万 km^2，最高电压 750kV，装机容量约 7 亿 kW；②俄罗斯及东欧同步电网，覆盖面积 1000 万 km^2，最高电压 750kV，装机容量约 3 亿 kW；③欧洲大陆同步电网，覆盖欧洲 24 个国家，装机容量约 6.7 亿 kW。截至 2012 年底，中国形成了华北—华中电网、华东电网、东北电网、西北电网、南方电网五大交流同步区域电网和西藏地区交流电网，六个同步电网之间以直流输电相联，实现了除台湾外的全国联网。截至 2012 年底，中国发电装机容量约 11.5 亿 kW，中国已投运的直流联网工程示意图见图 3。

电力联网具有显著的经济社会效益，可大范围优化配置能源资源，提高电网的安全稳定性。电网规模越大，接入的电源越多，电网抵御扰动和故障冲击的能力就越强，网间电力交换获取的错峰、调峰、互为备用等联网效益越多。

3. 现代电网构建需要交直流输电协调发展

输电主要有交流输电和直流输电两种方式，它们的功能和特点各不相同。交流输电具有传输电能和构建网架的双重功能，中间可以有落点，电力的接入、传输和消纳十分灵活，可以根据电源分布、负荷布点、输送容量和电能交换等构建网络；**直流输电**具有远距离、大容量、点对点输电功能，但中间不能落点，不能形成网络。**电压源型直流输电**具有优越的可控性和灵活性，可构成**多端直流输电系统**，是一项具有发展前景的技术。交流输电与直流输电在电网中的应用各有特点，两者相辅相成、相互支撑。直流输电适用于超过交流经济等价距离的远距离两端大容量输电，背靠背直流输电主要

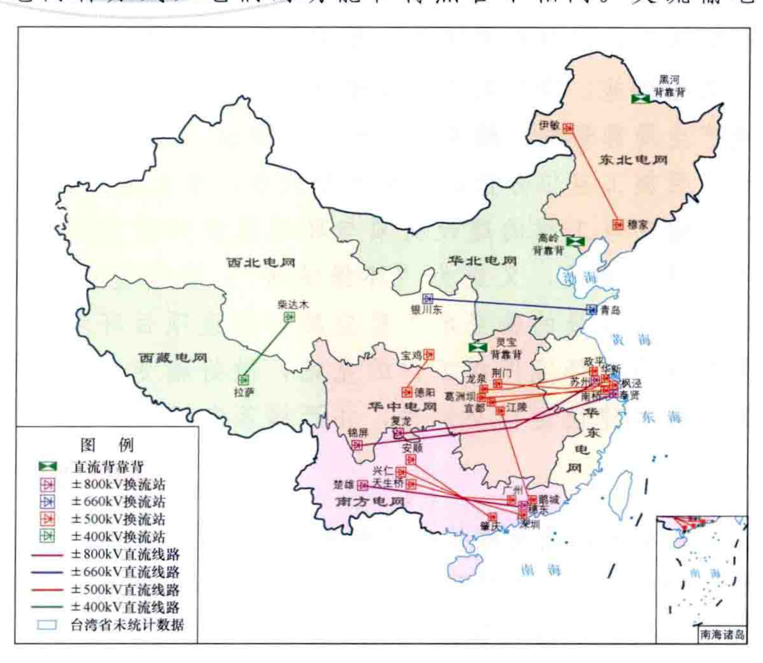


图 3　中国已投运的直流联网工程示意图

适用于距离较近的同步电网的互联，交流输电主要定位于输送电能和构建各级输电网络。目前世界上交流输电占绝对比重，但由于直流输电独特的优点，现代电网建设出现了交直流协调发展的局面。

4. 信息技术应用推进输变电工程设计运行水平不断提高

信息技术在输变电工程中的应用主要体现在勘测设计和设备运行两个方面。在勘测设计方面，广泛利用勘测信息资源，包括建立正射影像数据库、数字高程模型数据库、工程地质数据库等，提高了线路勘测设计效率。通过卫星影像和航空摄影建立局部正射影像数据库和数字模型高程数据库，实现了重要线路的图上路径选择。提高输电线路的勘测设计水平仍需不断加强信息化建设。

在设备运行方面，通过研发先进测量技术和应用信息技术，实现了主要输变电设备状态参数的带电检测或在线监测，可以发现和诊断故障隐患。将来可为状态检修提供实时有效的状态信息，并逐步实现设备的全寿命周期管理，从而提高线路和变电站设备的利用效率、降低运行成本，增强整个电网的可靠性。

5. 生态文明要求输变电工程建设与环境保护和谐发展

输变电工程是输送电能的载体，其建设、运行过程也会产生一定的环境影响，主要包括建设过程中的水环境影响、生态环境影响和水土流失以及运行过程中的电磁环境影响和声环境影响等。其中，电磁环境影响和声环境影响凸显输变电工程特征，广受社会公众关注。随着生态文明社会建设，公众环境意识不断增强，在输电线路走廊日趋紧张的情况下加强输变电工程环境保护显得尤为重要。

输变电工程运行时，在周围空间会产生电场和磁场。只要将电场、磁场控制在标准限值内，就不会对周围公众安全健康产生影响。架空输电线路导线、金具等表面电场超过起晕场强时，会产生电晕放电，可能对附近的无线电信号发射或接收装置构成干扰。变电站在运行过程中会产生无线电干扰、可听噪声、空气动力噪声和机械噪声等。减少电晕放电，以及在变压器、电抗器周围设置声障，在发生振动的设备上安装减震器等都是必要措施。输变电工程在建设和运行中会产生少量的施工废水和生活污水，对生态环境产生局部影响。输变电工程施工建设一般可以做到土石方基本平衡，不设置取、弃土场；且施工点位分散，扰动面积较小，水土流失影响不大。

输变电工程的建设必须与环境保护和谐发展，降低其对环境的影响，使其既支撑经济社会发展，又成为“环保使者”。在输变电工程环境保护管理中，规定110kV及以上电压等级的输变电工程应履行建设项目环境影响评价和竣工环保验收制度。环境影响评价是环境保护工作的基础，做好输变电工程环境保护，必须将环境友好理念贯穿于工程建设运行全过程，并严格落实环境影响评价中提出的各项环境保护措施。

二、 交流输变电技术

近年来，输变电技术不断发展，尤其是中国的输变电工程建设高速发展、技术快速进步。输电线路和变电新技术的应用提高了输变电工程建设的效率和安全运行水平，灵活交流输电提高了输送容量和系统安全稳定水平，超导输电是正在探索的一种新型低损耗输电技术。

1. 发展历程

输变电发展历史是从1881年法国采用直流发电机直接对外供电开始的，但在19世纪末交流输电方式很快就将其取而代之，并得到快速发展。1898年美国建成了约120km的33kV交流输电线路，1908年建成110kV输电线路，1923年建成230kV输电线路。第二次世界大战后，交流输变电技术在国际上获得快速发展，输电电压等级不断提高，330～750kV超高压线路已在各国主干电网和国际互联网络中广泛采用，图4为国际上交流输电电压等级发展情况。

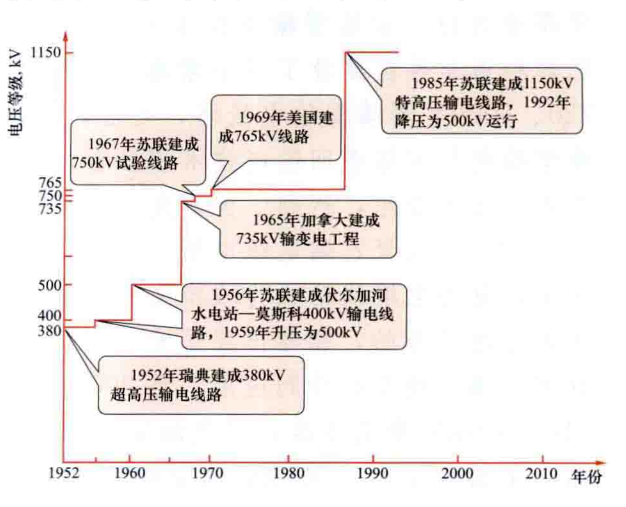


图4 国际上交流输电电压等级发展情况

1949年前，中国的输变电技术发展较为缓慢，仅有少量22、33、44、66、154、220kV输变电工程。截至1949年底，全国20kV及以上的输电线路约6475km，变电容量约3460MV·A。20世纪50年代，中国建设了一大批35kV和110kV交流输变电工程，60年代逐步形成地区220kV电网，1972年建成第一条330kV刘家峡—关中超高压交流输电线路，1981年建成第一条500kV平顶山—武昌交流输变电工程。进入21世纪以来，中国的电网建设规模呈现出高速发展的态势，电压等级及输送容量不断提高，从超高压330、500kV提升至750、1000kV。图5是1949年后中国交流输电电压等级发展情况。截至2012年底，中国220kV及以上输电线路长度达49万km，变电容量达24.3亿kV·A，至2013年底，已建成投运的750kV变电站20余座，1000kV变电站7座。中国电网规模已居世界第一位。

2. 输电线路技术

近十年来，大容量、远距离输电需求增长，线路走廊紧张，促使架空输电线路大量推广应用同塔多回输电和紧凑型输电技术，城市输电广泛采用**交联聚乙烯电缆**；大气环境污染加剧促使复合材料在线路绝缘中广泛使用。

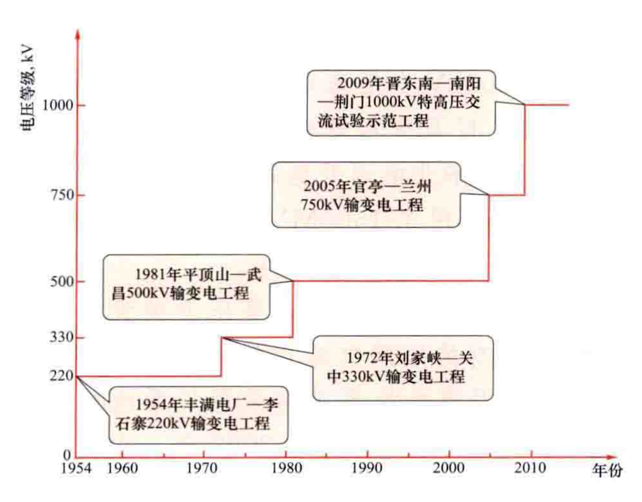


图5 1949年后中国交流输电电压等级发展情况

(1) 同塔多回输电及紧凑型输电技术的应用。同塔多回输电是指同一杆塔架设两回及以上回路数的架空交流输电方式；紧凑型输电是指将三相导线置于同一塔窗内，通过优化导线排列、减少相间距离和波阻抗提高自然输送功率的输电方式。由于同塔多回输电及紧凑型输电能够节省大量输电走廊占地、提高输送容量、降低工程造价，因此得到了快速发展和应用。同塔双回输电始于20世纪70年代，目前已在日本、美国、德国等国家的超高压电网中普遍使用，日本、德国等国家近年来已普遍采用

同塔四回线路，并已开始推广采用同塔六回、同塔八回线路。中国同塔双回输电始于20世纪80年代，近年来同塔四回、同塔六回也已推广应用，1000kV同塔双回输电已经实现商业运行。紧凑型输电技术从20世纪60年代开始提出，至20世纪80年代，苏联、巴西和南非等国建设了多条**紧凑型输电线路**。中国分别于1994年、1999年建成第一条220、500kV紧凑型输电线路，之后，紧凑型输电线路在中国得到较快发展。中国将紧凑型输电与同塔多回输电技术相融合，建成了500kV同塔双回紧凑型输电线路，进一步节省了土地资源，达到了世界先进水平。

(2) 交联聚乙烯电缆应用。由于城市工商业的发展、负荷密度的增加和城市美化的需要，**电力电缆线路**成为城市交流输电的主要形式。从1880年将直埋地下的绝缘导线作为电力电缆开始，相继出现了充油电缆、**充气电缆**和**聚乙烯电缆**。20世纪50年代，交联聚乙烯电缆开始得到应用。至2000年，其使用范围已经从10、35kV配电线路扩展到110～500kV输电线路，取代**油浸纸绝缘电缆**和充油电缆，成为电力电缆线路的首选产品。中国也在10～500kV输变电工程中采用了交联聚乙烯电缆。另外，由于**输电线路走廊**的获取越来越困难，气体绝缘输电线路（GIL）的研究和开发开始得到重视，并已应用于1000MW以上大容量输电及水力发电厂的出线等。

(3) 复合材料应用。复合绝缘材料与传统瓷绝缘材料相比，具有质量小、防爆性能好、耐污性能优、抗震性能好、运输安装方便等优势，由复合绝缘材料制作的各种类型**绝缘子**已经在输变电工程中得到广泛应用，如特高压交直流输电线路中使用复合绝缘子数量占绝缘子总数量近90%。近年来，美国等西方国家已发展使用复合材料**杆塔**，中国也已开展复合材料输电杆塔的研究，并在工程中试点应用。

3. 变电技术

近年来，电网规模不断扩大，大容量变压器的应用提高了输送容量，通过限流电抗器与输电线路串联限制短路电流提高了电网安全性，**变电站**隔震减震技术的应用提高了变电设备的防灾减灾能力，变电站智能化技术亦在研究发展中。

(1) 大容量变压器。大容量变压器的应用不仅可以提高系统的变电容量，满足社会负荷快速增长的需要，而且还有利于降低单位容量工程造价和减少单位容量占地指标，具有显著的社会效益和经济效益。2006年以前，中国500kV变压器容量大多为750MV·A和1000MV·A。随着经济发展和负荷需求的持续增长以及变压器制造技术的不断成熟，500kV电网建设中大容量变压器的应用越来越多。2006年华北电网开始采用1200MV·A变压器，2010年建成投产的上海**静安**500kV**地下变电站**采用了1500MV·A变压器，广东电网也建成了多个远期配置4组1500MV·A变压器的超大容量变电站。

(2) 限流电抗器。随着电网规模的不断扩展，电压等级的升高，高压开关设备，尤其是500kV开关设备短路电流超标的问题日渐突出，有的短路电流已接近开关设备极限值，对电网安全运行构成严重威胁，而在线路上加装限流电抗器是有效降低系统短路电流的重要措施之一，在短路电流超标的电网中具有重要的应用价值。2008年，中国第一个500kV高压限流电抗器成功加装在华东电网的泗泾—黄渡500kV线路上，这也是世界上成功运行的第一套高压线路限流电抗器。上海、广东等电网也有多个加装限流电抗器的工程项目正在进行可行性研究或初步设计。

(3) 变电站隔震减震技术。变电站内电气设施的地震易损性较高，在已发生的高地

震烈度地震中，变电站变压器移位、套管开裂以及建（构）筑物损坏等现象均有出现，不仅造成了站内重要电气设备、建（构）筑物的损失，而且会引起次生灾害。在高地震烈度地区采用隔震减震技术，可以较低的成本显著提高变电站电气设施和建（构）筑物的抗灾能力，并结合复合绝缘材料的使用提高电气设备的抗震性能，有效保障变电设备的安全可靠运行。隔震减震技术在变电站中已有初步应用，还需进一步研究和推广。

（4）变电站智能化技术。从2009年开始，中国开始进行智能电网的试点建设。变电站智能化技术是实现智能电网的关键技术之一，涉及高压开关设备智能化、高压电气设备在线监测、高速工业通信网络、状态检修和高级应用等多种支撑技术和电子式互感器等关键设备，现阶段这些关键设备和技术成熟度还不够，需要进一步研发，逐渐提高实际应用的可靠性。

4. 灵活交流输电技术

灵活交流输电（FACTS）是基于电力电子技术和控制技术对交流输电系统的阻抗、电压、相位、功率等实施灵活快速调节的一种交流输电技术，可以提高现有电网的输送容量和安全稳定水平，是提升电网可控性和安全性的先进输电技术之一。按照结构形式，灵活交流输电可分为并联型、串联型和串并联型，如并联型的**静止同步补偿装置**（STATCOM），串联型的**可控串联补偿装置**（TCSC）、**故障电流限制器**（FCL），串并联型的**统一潮流控制器**（UPFC）等。

过去十多年，灵活交流输电技术取得了长足进步：①解决了晶闸管等半控型电力电子器件投切或者移相控制常规电气设备问题，实现了系统电气参量的可调、可控，如**静止无功补偿装置**和可控串联补偿装置等，已得到广泛应用；②解决了以绝缘栅双极型晶体管（IGBT）等全控型器件来实现可控的电压源或电流源，通过合理控制其电压、电流输出特性，实现对系统电气参量控制，使其运行范围和性能得到大大提升，不再受常规电气设备的性能限制，如静止同步补偿装置和**静止同步串联补偿装置**等，国际上已开始进入商业化推广阶段；③研究成功了将不同类型的基于全控型器件的灵活交流输电装置进行串并联组合起来的新技术，如统一潮流控制器和**可转换静止补偿器**等，该技术国际上已开始示范应用。

灵活交流输电技术已经在中国、美国、日本、瑞典、巴西等国的重要高压输电工程中应用，中国也投运了500kV可控串联补偿装置工程、500kV故障电流限制器装置工程、750kV可控并联电抗器装置工程等。目前，中国投运和在建的FACTS装置近上百套。

5. 超导输电技术

随着高温超导材料的发现，高温超导输电技术在20世纪90年代取得了快速发展。2000年，世界上第一组**超导电缆**系统在美国并网试运行。1999年，世界第一条高温超导电缆原型线路在美国正式挂网运行。中国从20世纪90年代开始研制高温超导电缆。2004年4月，中国第一条高温超导电缆在云南电网并网试运行，参数为33.5m、35kV/2kA，是世界上第三条交流高温超导电缆；2004年，75m、10.5kV/1.5kA三相超导电缆在甘肃投运。超导输电技术仍在研究和试验阶段，存在造价较高、技术难度大等问题，但超导输电具有独特的优势，是一种损耗低、容量大、低污染的输电技术，是未来输电技术发展的一个重要领域。

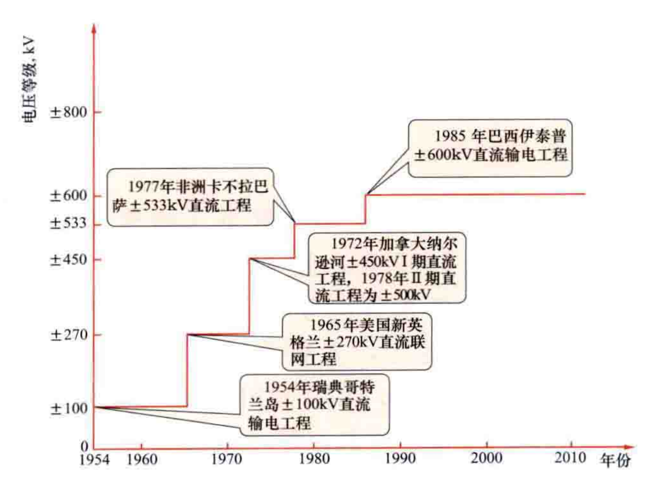
三、 直流输电技术

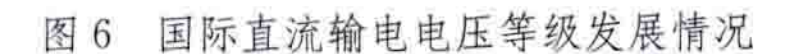
直流输电技术有两种形式，一是基于晶闸管换流技术，二是基于绝缘栅双极型晶体管（IGBT）构成的电压源型换流技术。前者已在直流输电工程中广泛应用，后者是未来直流输电技术研究的发展方向。

1. 发展历程

1881 年法国首先用直流发电机直接送出直流供电，开启了世界电力发展的历史，当时的发电、输电和用电均为直流电，但由于直流输电的电压在当时技术条件下难以继续提高，以致输电能力和效益受到限制。至 19 世纪末，直流输电逐步为交流输电所代替。20 世纪中期，随着大功率电力电子技术的发展，人们再一次逐渐认识到直流输电在远距离、大容量输电方面具有技术和经济优势，开始研究发展高压直流输电。世界上第一个工业性直流输电工程出现在第二次世界大战之后的 1954 年，图 6 为国际直流输电电压等级发展情况，其中，电压等级最高的工程为 1985 年巴西建成的伊泰普±600kV 直流输电工程。图 7 为 1949 年后中国直流输电电压等级发展情况。虽然中国 1987 年才开始建成第一条±100kV 直流输电工程，但是发展快速，最高电压等级已经达到±800kV，领先于国际。中国已经建成投运 4 条±800kV 特高压直流输电工程，更多±800kV 特高压直流输电线路正在建设。

直流输电工程主要采用**架空输电线路**，但在城市或海底，由于**直流电缆**的导体没有集肤效应和邻近效应，用直流电缆输送大电流更具优势。从 1906 首条高压直流电缆在法国投入商业运行，到 1973 年 500kV 直流充油电缆的研制成功，直流电缆因电缆材料的限制而发展缓慢。交联聚乙烯（XLPE）塑料直流电缆因其具有耐温等级高、安装不受敷设落差影响等优点一直受到关注，但由于在直流电场下其内部空间电荷的聚集效应，一直无法直接应用于高压直流电缆。20 世纪 90 年代，日本对 XLPE 添加纳米材料来抑制空间电荷累积，相继研制出 250、500kV 直流电缆，1998 年北欧化工公司基于化学改性方法研制出 XLPE 高压直流电缆材料，自此 XLPE 高压直流电缆的应用逐渐增多。当前运行和在建的交联聚乙烯绝缘高压直流电缆线路总长度超过 3000km，运行电压最高达到 320kV。




图 6 国际直流输电电压等级发展情况

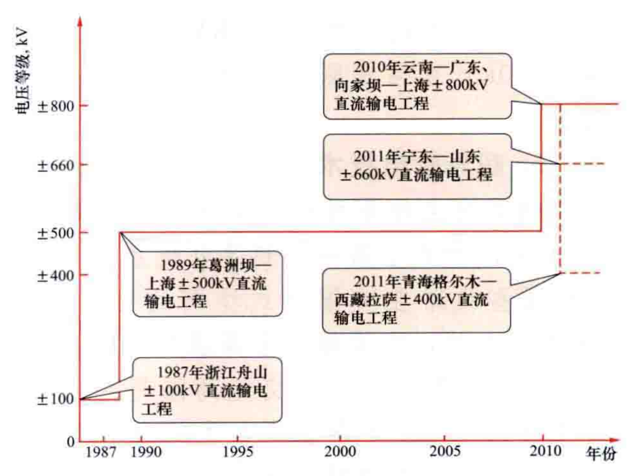


图 7 1949 年后中国直流输电电压等级发展情况

2013年12月，中国也在广东汕头南澳三端电压源型直流输电示范工程采用了XLPE高压直流电缆线路，并计划在多项电压源型直流输电工程加以应用。

2. 技术发展趋势

直流输电技术是伴随着**大功率电力电子器件**的进步而发展的。初期以汞弧阀为主，1954年使用大功率汞弧阀建成世界上第一个工业性直流输电工程，到1977年，世界上共有12项汞弧阀换流的直流工程投入运行。因汞弧阀制造技术复杂、价格昂贵、可靠性较差、运行维护不便等因素，后来全部被晶闸管换流的直流输电所更换。

20世纪70年代出现的高压大功率晶闸管技术，促进了直流输电技术向大容量、高电压等级发展，从±400kV，发展到±500、±600、±800kV电压等级，**晶闸管换流阀**已成为直流输电的基本选择。首次采用晶闸管换流阀技术的直流输电工程在1970年投运，至今已经在110多个直流输电工程中应用，投运的晶闸管电流最大达到5000A，直流输电工程最大容量8000MW。随着晶闸管器件技术的发展，其通流能力将进一步提高，将向6000A以上方向发展。同时，晶闸管换流阀还存在无自关断能力，**换相**需借助外部的换相电压，**换流器**在运行时需要大量无功，存在换相失败可能性等不足。

20世纪90年代，发明了新型金属氧化物半导体器件——绝缘栅双极型晶体管（IGBT），由IGBT这种可关断电力电子器件构成电压源型换流器（voltage source converter，VSC）的直流输电被称为电压源型直流输电（VSC－HVDC），也称为柔性直流输电。IGBT构成的换流阀功能强、体积小、控制灵活。IGBT采用模块化多电平（MMC）和脉宽调制技术（PWM），可以减少换流站的滤波装置，省去**换流变压器**，简化了换流站结构，特别是其具有关断电流的能力，能够克服晶闸管换流器换相失败的固有缺点，独立调节换流站交流侧的有功功率和无功功率，具有优越的可控性和灵活性。1997年3月，世界首个电压源型直流输电工程投运，至今共有18个工程投运，最大容量400MW，最高电压等级±200kV。电压源型直流输电已经成为直流输电研究和工程应用的热点。集成门极换相晶闸管（IGCT）和碳化硅等新型半导体器件的开发，促使电压源型换流器向更大通流能力、更高电压等级发展，将给电压源型直流输电技术的发展奠定更好的技术基础。

四、 输变电工程过电压与绝缘配合

运行中的输电线路和变电站承受着**雷电过电压**和内部过电压的威胁，瞬时或持续时间较长、高于额定允许的电压可能导致电气设备损坏，必须对其加以抑制。电力系统绝缘配合就是以电力系统设备和线路承受的运行电压和过电压水平为基础来确定设备绝缘水平和线路绝缘配置，从而保证输变电工程的安全稳定。

1. 雷电过电压

雷电过电压分为雷电直击过电压和雷电感应过电压，雷电直击过电压对任何电压等级的线路和设备都可能产生危险，雷电感应过电压通常只对35kV及以下电压等级的线路和设备构成威胁。对雷电的研究，可以追溯到200多年前。近三十年来，随着高速、远距离光学与电学观测技术的日新月异，**雷电参数**及其特性的研究有了长足进步。包括中国在内的40多个国家建立了广域雷电定位系统，对不同地域的落雷密度、雷电流幅值分布等雷电活动规律有了更加深入的认识。此外国际大电网会议（CIGRE）还组织美国、

欧洲、中国、日本、巴西、南非等国专家开展了长期的雷电参数观测研究，利用高塔、火箭引雷等方法还获得了雷电先导发展参数、回击电流特征、雷电空间电磁场特征等。基于长期的监测数据，建立了雷击输电线路的电气几何模型，用于线路防雷性能的理论分析与设计。随着特高压输电杆塔高度的增高，又研究发展了雷击输电线路的先导发展模型，并将其应用于指导线路的防雷设计和安全运行。

2. 内部过电压

内部过电压分为操作过电压和暂时过电压两类。在故障或操作瞬间所发生的过渡过程过电压称为操作过电压，其持续时间以毫秒计。在过渡过程结束后出现的稳态性质的过电压称为暂时过电压，它在系统发生新的操作之前可能始终保持，持续时间达到数秒钟以至数分钟以上，幅值一般为正常运行电压的1～2倍，暂时过电压又分为工频过电压和谐振过电压。由于持续时间长，内部过电压对输电线路和设备可能产生安全威胁。对于电网的操作过电压分析，早期主要是采用波过程计算方法，如彼德逊法则、等值波法则、网格法和特征线法，它们基本上是以作图、列表法求解；20世纪60年代以来，随着数值计算能力的进步，电力系统过电压的数值计算方法得到迅速发展，先后提出了不同的过电压计算方法，目前已经有了比较成熟的基于分布参数电路分析的EMTP、EMTDC分析工具。

3. 过电压抑制

架空地线、**避雷针**、**接地**、**避雷器**等仍是现阶段过电压防护的主要措施，特别从20世纪70年代开始出现的金属氧化物避雷器，其性能不断得到提高和完善，已经成为电网最主要的防雷措施，发挥了十分重要的作用。

4. 输变电工程绝缘配合

输变电工程绝缘配合过程中，需要在各种过电压、保护装置性能分析的基础上，正确处理作用在绝缘上的各种电压（含运行工作电压和各种过电压）、各种限压措施（含各种保护装置）、绝缘强度这三者之间的关系。一般来说提高保护装置和绝缘性能指标，将使基建费（含设备造价）增大，但会降低运行维护费和事故损失；反之，降低保护装置和绝缘性能指标，基建费得到减小，但会增大运行维护费和事故损失。具体的绝缘配合计算方法仍然是传统的确定性方法（惯用法）与统计法两种，两者均依靠了概率统计的方法来计算确定绝缘配合系数或者设备故障率，但无论采用哪种计算方法，最优的绝缘配合方案，应得到最佳的综合经济效益。

五、 输变电工程电磁环境

随着输变电工程电压等级的提高与输送容量的大幅提升，输变电工程对环境的影响，尤其是电磁环境的影响越来越受到关注。**输变电工程电磁环境**影响因子主要有工频电场、工频磁场、合成电场、直流磁场、可听噪声和无线电干扰。输变电工程的电磁环境影响主要体现在三个方面：对电力设施附近人体的生物效应，对输变电工程附近其他设施的影响，对变电站（换流站）保护与控制设备的影响。

1. 对人体的生物效应

输变电工程电磁场对人体的影响主要是极低频电磁场的生物效应。输变电工程在传

输电能的同时，在周围空间会产生电场和磁场。电场和磁场对环境的影响不同于一般的废气、废水和固体废弃物影响，不具有累积性。中国交流输变电工程的工作频率（即工频）为50Hz，产生的工频电场和工频磁场在电磁频谱中属于极低频电磁场，不属于电磁辐射。工频电场和工频磁场产生的主要生物效应是在人体内感应电场与电流对神经与肌肉组织的刺激。此外，还包括人处在工频电场中与带有不同电位的物体发生物理接触时产生流过人体的接触电流以及当人与物体间的电位差足够大时，在实际接触物体前的瞬间产生具有痛感的火花放电现象，即暂态电击。

2. 对附近其他设施的影响

输变电工程电磁场对附近其他设施的影响主要为电磁干扰。输电线路附近的电磁敏感对象主要有各类无线电台站、通信线路、金属管道等，具体表现为：①架空输电线路运行时的电晕放电和无线电台站发射或接收的电磁波在输电线路上产生的电磁散射，会对无线电台站形成干扰。②当输电线路与通信线路平行接近时，会在通信线路上产生感应电压，进而影响通信信号的质量、损坏通信设备或者威胁人员安全。③当输电线路与金属管道平行接近或交叉跨越时，会在金属管道上产生感应电压，有可能损坏金属管道及设备、危及人员安全。

3. 对变电站（换流站）保护与控制设备的影响

输变电工程电磁场对变电站（换流站）保护与控制设备的影响主要是电磁兼容。当变电站（换流站）正常运行或操作、故障或遭受雷击时，在站内主要产生工频电场（或合成电场）、工频磁场（或直流磁场）和瞬态电场、瞬态磁场。变电站（换流站）的无线通信设备工作时，在站内还产生高频电磁波。而变电站（换流站）内安装的保护与控制设备内的微处理器及各类微电子芯片对电磁场或电磁骚扰非常敏感，易受到电磁骚扰的影响，造成设备性能降低，损坏元件或设备，使设备产生功能错误等，影响到电网的安全可靠运行。

4. 电磁环境限值与抑制

为规范输变电工程电磁场对人体和设施的影响，国际和中国分别对各种电磁环境影响因子的安全限值作出了规定，以指导和评价输变电工程的电磁环境影响。2007年，世界卫生组织（WHO）发布了《电磁场和公众健康：极低频场曝露》官方文件，对100 kHz以下低频电场与低频磁场的健康风险给出了明确结论，并推荐采用国际非电离辐射防护委员会（ICNIRP）导则规定的安全限值。该导则2010版规定，工频电场强度公众曝露安全限值为5kV/m，工频磁感应强度公众曝露安全限值为200μT。在中国，由国家环境保护部门负责组织对输变电工程电磁环境进行评估，中国环境标准HJ/T 24—1998《500kV超高压送变电工程电磁辐射环境影响评价技术规范》规定，居民区工频电场强度安全限值为4kV/m，工频磁感应强度安全限值为100μT，其采用的工频电场和工频磁场的安全限值均低于ICNIRP导则规定的安全限值。经实际测量，变电站站界附近的工频磁感应强度一般小于10μT，远低于中国规定的100μT的安全限值。

为实现对输变电工程电磁环境的控制，中国在输变电工程设计时，通过把环境保护理念融入设计思路、设备制造和施工工艺之中，在设计、施工、运行等各环节采用环境保护措施，使输变电工程对人体以及对设施和对变电站（换流站）保护与控制设备的影

响都控制在安全限值以及标准限值之内，实现了环境保护与工程建设的有机统一。

六、 特高压交直流输电技术

特高压输电是指采用交流电压1000kV及以上和直流电压±800kV及以上的电压等级的输电技术。与常规超高压输电相比，它具有容量大、距离远、损耗低、占地少等突出优点，特别适用于远距离、大规模电力输送和大范围能源资源优化配置，是一种资源节约、环境友好型输电技术。

1. 世界特高压输电技术发展概况

20世纪60～90年代，美国、苏联、意大利、日本等根据本国经济快速发展和电网升级发展的需要，分别开展了特高压输电试验研究。苏联在1985年建成了标称电压1150kV、线路长900km的特高压交流试验工程，后降压至500kV运行；日本在1999年建成了426km、1000kV交流同塔双回试验线路，一直在500kV降压运行。受石油危机等因素影响，西方发达国家的经济增速降低、电力需求增长放缓，特高压输电技术研发和应用处于停滞状态，诸如电压控制、电磁环境控制、雷电防护、设备制造等难题未能全面突破，没有形成成熟的技术和设备制造能力。

进入21世纪，中国、印度、巴西等国家基于经济快速发展和能源资源优化配置的需求，相继启动特高压输电技术研发。印度提出了特高压网架构想，启动了±800kV特高压直流工程建设以及1200kV特高压交流试验站研究建设；巴西即将开工建设美丽山水电送出特高压直流输电项目。为满足特高压设备国际市场需求，国际知名设备制造企业也积极参与特高压设备研制工作，具备了一些设备及组部件的生产能力。

2. 中国特高压输电技术进步

纵观世界电网的发展历程，中国在高压输电技术上的研发总体落后于西方发达国家，各输电电压等级的应用都比发达国家滞后20年及以上。500kV超高压输电有力支撑了中国近三十年的经济社会发展，但面临着远距离、大容量输送能力不足，走廊资源紧缺等瓶颈制约，亟待升级至特高压输电等级。经过近十年的努力，中国全面掌握了特高压输电关键技术，研制了成套特高压设备，建设了特高压输电工程，形成了完整的特高压输电标准体系，具备了大规模产业化的能力。

(1) 全面掌握了特高压输电关键技术。研究建成了世界上试验参数最高的一系列特高压试验基础设施（见表1)。利用这些设施，开展了特高压交直流系统外绝缘特性、电

表1 中国特高压试验基础设施

设施名称	地点	试验设施及功能
特高压交流试验基地	武汉	1km长1000kV单回路试验线段； 1km长1000kV同塔双回路试验线段； 7500kV冲击试验场
特高压交流试验基地	武汉	2000kV工频电压发生器； 电晕笼； 电磁环境测量试验室； 低气压、污秽、覆冰等环境气候模拟试验室； 特高压交流设备长期带电考核场； 特快速瞬态过电压试验回路； 极低频电磁场生态影响长期观察基地

续表

设施名称	地点	试验设施及功能
高海拔特高压直流试验基地	昆明	800m长±1200kV试验线段； 7200kV（2500μs特长波头）冲击试验场； ±1600kV直流电压发生器； ±800kV电晕笼； 电磁环境试验场； 特高压直流输电设备带电考核场； 特高压交直流污秽试验室
特高压直流试验基地	北京	1km长±1200kV试验线段； 7500kV冲击试验场； ±1800kV直流电压发生器； ±800kV电晕笼； 电磁环境模拟试验场； 污秽及环境试验室； 绝缘子和避雷器试验室
特高压杆塔试验基地	河北霸州	可进行140m高真型杆塔力学试验
西藏高海拔试验基地 （海拔超过4000m）	拉萨	500m长±800kV试验线段； 4200kV冲击试验场； +1000kV和−1500kV直流电压发生器； 污秽试验室
大容量试验室	西安	可进行1100kV、63kA特高压开关的合成试验
国家电网仿真中心	北京	可动态模拟特高压交、直流混合大电网系统的运行
特高压直流工程成套设计研发中心	北京	可进行特高压直流输电工程二次系统联合测试和试验研究

磁环境、过电压深度抑制、无功电压控制、抗震防灾、雷电防护等方面的试验研究，获得了特高压系统大尺度、非线性电、磁、热、力多物理场以及交直流混合电场的特性规律。依托技术研发与工程实践，中国在世界上率先建立了完整的特高压交、直流标准体系，包含200余项标准，涵盖了系统规划、工程设计、设备制造、施工安装、调试试验和运行维护等各技术领域。

（2）研制了全套特高压设备。中国研制成功全套特高压交、直流设备，主要性能指标达到国际领先水平，形成批量生产能力（见表2），推动中国设备制造行业实现全面升级。

表2　中国特高压主设备批量生产能力

设备名称	主要参数	供应商数量（家）
变压器	额定电压1050kV 额定容量1000MV·A	4
并联电抗器	额定电压1100kV 额定容量320Mvar	3
开关设备	额定电压1100kV 额定电流6.3kA 额定开断电流63kA	3
换流阀	额定电压800kV 额定电流3/4/5kA	3
换流变压器	额定电压200/400/600/800kV 额定容量321MV·A	4
平波电抗器	额定电压800kV 额定电流5kA	3
大功率晶闸管	额定电压8.5kV 额定电流4/4.5/5kA 6英寸	2
直流控制保护系统	—	2

(3) 成功建设特高压输电工程。自2009年初以来，中国相继建成了3项特高压交流输电工程、4项特高压直流输电工程。这些工程投运以来一直保持安全稳定运行，各项性能指标符合设计预期，充分验证了特高压输电的技术可行性、设备可靠性、系统安全性和环境友好性。中国已投运和在建的特高压输电工程见表3。

表3　中国已投运和在建的特高压输电工程

类别	项目名称	投运/计划投运年份	设计输送功率(MW)	线路长度(km)
1000kV交流	晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程	2009	2400	640
	晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程扩建工程	2011	5000	640
	皖电东送淮南—上海特高压交流输电工程	2013	8000	2×649
	浙北—福州特高压交流输电工程*	2014	6800	2×596
±800kV直流	云南—广东特高压直流输电工程	2010	5000	1373
	向家坝—上海特高压直流输电工程	2010	6400	1907
	锦屏—苏南特高压直流输电工程	2012	7200	2059
	哈密南—郑州特高压直流输电工程	2014	8000	2210
	溪洛渡左岸—浙江金华特高压直流输电工程*	2014	8000	1680
	糯扎渡—广东特高压直流输电工程*	2014	5000	1413

* 2014年计划投运的特高压输电工程。

未来，随着电力需求的日益增长，节能减排、电源结构的调整，电网安全、电力市场的发展，电力设施的更新改造，信息化、智能化等新技术的融合，将促使输变电技术不断创新发展；特高压交直流输电、灵活交流输电以及电压源型直流输电技术的研究与应用，将有力推动输变电技术向安全、可靠、高效、智能的方向发展，实现更远距离、更大容量、更高效率的电力传输，促进清洁能源高效利用、地区资源优化配置、工程建设环境友好、电网安全稳定运行，为经济社会持续发展提供保障。输变电就像一条传输强大电能的高速路，一个传输光明的网络，网所之触，世界将万家灯火！绚烂多彩！

• 输电与配电卷 •

第一版前言

输电与配电简称为输配电，是电力系统中发电厂（生产者）与电力用户（消费者）之间输送电能与分配电能的环节。输电与配电互相衔接，主要功能各有不同。输电与配电的界限通常是以功能和电压来具体划分的。

输电是从发电厂或发电中心向消费电能地区输送大量电力的主要渠道或不同电力网之间互送大量电力的联网渠道。中国规定输电电压是220kV及以上。

配电是在消费电能地区之内将电力分配至用户的分配手段，并直接为用户服务。中国规定配电电压是110kV及以下，直至用户的接受电压，并划分为高压配电电压（110～35kV）、中压配电电压（10kV）、低压配电电压（380/220V）。中国以往习惯与国外相同，高压配电曾称为次输电，中压配电曾称为一次配电，低压配电曾称为二次配电。但国内外均将次输电列为配电性质，纳入配电范围。

输配电在企业范围与业务管理上，统属供电企业，与发电企业相对应。

输配电在电力系统中的作用

输电设施和配电设施与各种类型的发电厂以及用电设备组成电力系统，成为一种专用的网络体系。电力系统是一个总体，输电与配电是电力系统组成网络的必要部分。输电设施包括输电线路、变电所、开关站等，配电设施包括配电线路、配电变电所、配电变压器等。输电与配电的规划、建设、运行与发展，都需要以系统观点来思考和处理，这是它本身的性质和规律所决定的。

电力系统的经济效益和技术发展，是以电力系统的互相联合（即联网）而取得规模经济效益为其发展目标。大电网、大机组是电力系统的发展前景。输电技术是联网的必备条件，有着广阔的发展前景，而配电技术是普及电气化、提高现代化水平的必要基础。

电力是最终消费能源。各种一次能源都有先转化为电力能源从而进入消费领域的趋势，以达到使用方便、提高效率的目的。大电网是实现各种一次能源转换成电力能源之后进行互相调剂、互为补充的迅速、灵活、高效的能源流通渠道。

输电网将体现能源工业的战略布局，特别是大容量远距离的输电与联网，更具有能源布局与能源流向的性质。

配电网的作用特别体现出电力工业的公用事业功能，如分配电力到城市、郊区、县城、乡镇和农村，供给农业、工业、商业、交通、居民生活等的用电。

输配电的科技进步与发展趋势

输电技术的发展方向是因地制宜地运用交流输电与直流输电，强化网络结构，优化联网方式。交流输电的发展趋势是大容量、远距离、高电压输电，开展特高压百万

伏级输电技术的科研储备工作。直流输电的发展方向是多端直流输电系统，以及对直流成网的可能性与必要性进行研究。

配电技术的发展方向是研究改造现有配电网，建立坚强的网络结构，发展安全经济的技术措施，建立配电网调度自动化系统，提高供电质量，保证供电可靠性。为普及农村电气化，研究改造长距离、多分支、小容量配电线，提高农村供电质量水平。

输配电技术的总的发展方向是以研制和采用先进可靠的现代化电力设备为基础，并发展各种调度自动化系统。

国外正在研究和应用电力电子学原理，研制电力电子控制设备，并在电力系统中应用，以取代机电型设备，逐步发展灵活控制的交流输电系统（flexible alternating current transmission system，FACTS）。这很可能成为交流输电的发展前景，中国也在准备开展这方面的研究工作。

本卷知识体系

本卷全面介绍了输电与配电的基础知识，并且联系了发电与用电的有关部分，与《中国电力百科全书·电力系统》卷之间承上启下，起着相互联系的作用。

本卷与电力系统卷的具体分工与衔接 ①输电与配电是电力系统的组成部分，凡属于电力系统的整体规划设计与运行调度的知识内容，均列入电力系统卷，属于输配电工程、具体设备的技术知识，则在本卷介绍。②本卷中关于输电与配电一次系统的介绍，注重从系统的总体角度出发，以便与电力系统卷衔接。输电与配电的二次系统知识，是以电力系统卷为主，例如继电保护、通信、调度自动化等，其中安装在变电所内设备的元件保护，则随设备在本卷介绍。③各类发电厂的升压站及其设备，原则上可以参阅本卷的有关条目内容，属于各自有其特色的，由各卷（如火力发电卷、水力发电卷、核能及新能源发电卷）另列补充条目。

本卷知识内容的组成与划分 ①列入概论分支的条目，一方面概括输电与配电的总体知识和共同问题，另一方面还以系统的概念来介绍未包括在各分支内的具体知识，以实现与电力系统卷的衔接；②输电网的有关知识内容，划分为8个分支详细介绍，而配电网的知识内容，则总括为一个“配电网”分支，需要深入了解时，可以参阅其他分支的有关条目；③“电力电缆线路”“并联补偿与串联补偿”“过电压与绝缘配合”“实验基地”4个分支，既包括输电方面的知识，又包括配电方面的知识；④“架空输电线路”“变电所设施”“变电所设备”3个分支，是以输电知识为主，对配电方面的知识可起到参考作用；⑤“直流输电”分支，是以介绍完整的直流输电知识为主，直流输电工程中的交流部分可以参考其他分支；⑥各条目中，凡未特别说明交流或直流者，均指交流输配电知识。

本卷的这种组织与编辑系统，力图完整地介绍输电与配电的知识体系。读者在查检条目之前，可以先按照上述体系，对照“条目分类目录”来寻找想要阅读的条目，以利于明确所查条目属于哪一知识范围，便于准确地查阅到正确、恰当的条题释文。

本卷作为《中国电力百科全书》8卷中的一卷，1987年初就开始组织编撰工作。到1988年底，完成了条目框架的设计，拟定了10个分支共660个条目名称。1989年

开始撰稿与审稿工作，约请了国内输配电领域的150余名专家、学者、科研设计人员，作为撰、审稿人。绝大部分撰稿人在其撰写的条目所涉及的具体学科分支、技术领域都擅有专长，从而保证了条目内容具有权威性和一定的知识深度。从1989年10月起，历经分支一审、卷内二审、全书编委会终审，并完成了大量的修改、增补、删减、文字加工、图片收集、编辑处理、排序、索引以及校对、排版、印刷等工作，使得本卷得以与读者见面。输电与配电卷撰、审、编同仁自始至终以“总结中国经验，介绍当今世界输配电技术领域的最新成就”为编纂宗旨，以“全、精、新”为质量标准，并作出了不懈的努力。在本卷编撰过程中，得到了电力系统内外众多单位的帮助和支持，特别是电力科学研究院、电力规划设计研究总院、华东电业管理局、上海电力工业局、浙江大学、武汉水利电力大学等单位，在此谨表示诚挚的感谢。同时，我们也衷心希望广大读者在阅读和查检本卷时能发现问题，指出缺点，提出改进意见，以便本卷再版时能予以匡正。

输电与配电卷（第一版）编审委员会

1994年4月

• 输电与配电卷 •

第二版前言

本卷第一版释文引用的数据和资料基本上是截至1990年底，距今已近10年。在过去的10年间，由于经济和社会发展需求的推动，电力技术包括输配电技术有了长足的发展。输配电技术的发展具有以下几个特点：

(1) 由提高输电电压等级转为发展高效、与环境兼容和提高线路走廊利用率的输配电系统。世界环境发展大会后，实现可持续发展已成为全球的中心议题之一。在实现可持续发展的条件下满足现代社会的能源和电力供应的需求，决定了输配电技术的发展方向。环境保护已经成为兴建输电线路最主要的制约因素。由于环保日益严格的要求，高压输电线路走廊变成了紧缺资源，获得线路走廊和变电所所址日益困难，一些发达地区的情况尤甚。输配电研究的重点已转到发展高效和与环境兼容的输配电技术、充分利用线路走廊以输送更多的电力。这与20世纪七八十年代各国竞相研究提高输电电压，发展特高压输电的情况有了很大的不同。实际上，各国输电电压的提高已明显趋缓。目前，美国东部电网的容量已超过500GW，但电压仍为765kV；整个西欧已形成紧密的互联电网，而输电电压仍使用50年前的400kV；苏联投入试运行的1150kV特高压线路，有时部分线段降压为500kV运行。采用新技术减少输电线和变电所的环境影响及占用空间，同时提高其输电能力、可靠性和运行性能，已成为输配电研究和设计者的主要目标。

(2) 利用新技术提高电网的可靠性和有效性。过去10年间，各国互联电网的容量和覆盖的地域有了很大的发展，大电网丧失稳定的事故后果也更为严重，使电网更加可靠、更加有效已成为电力界的重点研究课题。然而，由于采用新建输电线路来加强电网的措施往往受到环保的严格限制，采用新技术提高电网的可靠性和有效性已成为输配电领域的又一重要发展动向。此外，电力行业“放松管制”的改革在过去10年间也有很大进展。电网作为电力市场的物质载体，需要满足开放性和灵活性的要求，需要对电网参数和电力潮流进行灵活调节及控制。

传统的输电系统，主要靠机械开关改变系统的状态，难以满足快速灵活调节控制的要求。例如，在常规的交流输电系统中，电网内部线路及联络线在运行中的实际潮流分布与这些线路的设计输送能力相差甚远，一部分线路已经过载或接近稳定极限，而另一部分线路却被迫在远低于线路额定输送容量下运行。采用新技术，突破电网中瓶颈限制、增加线路输送能力、提高电网稳定性、提高电网效率，已成为迫切要求。在这种背景下，“灵活交流输电”(FACTS) 一类的新输电技术便应运而生。

(3) 配电系统得到重视。作为直接向现代社会的最终用户提供可靠、优质电能供应的关键环节，配电系统在整个电力系统中的作用日显重要，所占的投资比例也逐年增加。配电系统的发展特点是：负荷密度日益增加；可靠性要求越来越高；城市配电系统出现地下化趋向；对电能质量的要求日益严格。要求发展新的技术来解决这些问题。

(4) 高新技术与传统输配电技术相互交叉和相互渗透的趋势越来越明显。例如，电力电子器件的耐压和载流能力有了重大突破，使电子开关器件用于输配电一次系统成为可能。“灵活交流输电”、按照用户的特殊要求对电能质量进行控制的“用户特定电力”（custom power）、轻型直流输电（HVDC light）等技术，都是基于电力电子技术和现代控制技术发展起来的。电子技术、计算机技术、现代通信技术在输配电领域日益广泛的应用，大大提高了输配电的可靠性、技术性能和运行管理水平。与此同时，电磁兼容技术在输配电领域的重要性日益增加。

鉴于以上情况，编委会认为有必要对本卷第一版的内容作较大的修改，以便把反映时代精神的输配电技术知识介绍给广大读者。按照编委会“删繁就简、增补更新、精益求精”的原则，本卷第二版首先在结构上作了较大的变动，增加了“灵活交流输电”和“电力系统电磁兼容”两个分支；将第一版的“变电所设施”和“变电所设备”两个分支合并为“变电所”分支；撤消了第一版的“并联补偿和串联补偿”分支，舍弃了现已很少使用的同步调相机的条目，将有关静止补偿器和常规串联补偿的内容纳入“灵活交流输电”分支；撤消了第一版的“实验基地”分支，将有关试验方法和具体试验设备的条目归入有关的分支中；在新的“概论”分支中，还对输配电实验设施（电力系统仿真实验室、高电压实验室、大功率实验站、电磁兼容实验室、人工气候实验室等）作了概括介绍。

修订结果，本卷第二版形成了9个分支，即概论、架空输电线路、变电所、配电网、电力电缆线路、直流输电、灵活交流输电、过电压与绝缘配合、电力系统电磁兼容等分支。新增条目159条（33万字），大改条目76条（31万字），小改条目250条（45万字），保留条目150条（20万字），总计635条（129万字）。本卷编委会在收集近10年来输配电技术新进展的基础上，力求把符合百科全书特点和要求的有新意的知识介绍给读者。

在新增的“灵活交流输电”分支中，比较系统地介绍了大功率电力电子器件的知识。并在此基础上，介绍了灵活交流输电技术的出现背景、基本概念、应用原理、在电力系统中的作用、主要设备、工程应用实例和发展趋势等。

在新增的“电力系统电磁兼容”分支中，比较系统地介绍了电磁兼容性的基本概念。在此基础上，结合电力系统的特点，讲述了输电线路电磁环境影响、发电厂变电所电磁环境影响、电子设备干扰防护措施、电磁兼容性试验与测量等方面的知识。

在“架空输电线路”分支中，新增的内容是有关线路研究、设计、施工和运行方面的关键技术，如大跨越输电线路、重冰区输电线路、紧凑型输电线路、现代线路施工技术等。

在“直流输电”分支中，除了补充该领域中的新进展，如轻型直流输电、连续可调交流滤波器、有源直流滤波器、电容换相换流器等条目外，还根据我国葛洲坝—上海直流输电工程建设和调试的经验，着重介绍了有关控制与保护、换流变压器试验、换流阀试验、阀厅防火、工程额定值等内容。

“配电网”分支的内容也作了较大的调整。增加了配电管理系统（DMS）、配电自动化、负荷管理系统、馈线终端单元等条目。阐述了近年来发展起来的“用户特定电力”

(custom power）的概念。

“变电所”分支新增的内容中，突出了对变电所紧凑化、自动化以及对电气设备无油化、智能化的要求，新增了金属封闭开关设备、自动配电开关、重合器、分段器、直流电源成套装置等条目，并对地下变电所、组合电器、真空断路器、SF_6断路器等条目进行了重大修改。

“过电压与绝缘配合”分支增加了有关变压器中性点接地、过电压数值计算、快速暂态过电压等内容。

“电力电缆线路”分支修改相对较少，增加了光纤复合电缆、电缆护层保护器等条目。

在“概论”分支中，对输配电技术展望、输配电环境影响等支撑性条目作了较大改动，新增了多相交流输电、交直流并联输电、电气设备状态检修和有关输配电试验设施的条目。

本卷的修订工作从1998年8月开始，在较短时间内完成了条目框架设计和各分支条目释文的撰写工作，从1999年初到是年11月，完成了分支一审、卷内二审、各卷之间的组群审查及编委会终审，开始编辑工作。现在呈现在读者面前的这卷修订本，凝聚了近百名专家、科研设计人员、大学教授和从事编辑出版工作的专家的心血，也汇集了本领域中被邀请参加审查工作的全体专家的智慧。在本卷修订的框架设计、释文撰写、审查和编辑过程中，得到了中国电力科学研究院和北京电力科学研究院的人力、物力和财力的支持。温克昌、周庆昌、王惠仁、王明俊等专家在本卷的审查过程中，提出了重要的修改意见，使本卷增色不少。在此，谨对以上的单位和个人对本卷修订工作所作出的贡献表示衷心感谢。

由于时间比较紧迫，本卷修订版中可能会有错误和疏漏之处，祈请同行专家和广大读者批评指正。

输电与配电卷（第二版）编审委员会

2000年10月

目　录

条目分类目录

说　明

一、本目录供分类查检条目之用。

二、有的条目有多种属性，可能在几个分支学科和分类中出现。例如，“避雷器”条目既列入“交流变电站”分支，又列入“电力系统过电压与绝缘配合”分支。

三、参见条（虚条）的页码采取虚实条兼注的方式，即参见条页码在括号外，被参见条页码在括号内。

四、凡加有［　］者，不是条目标题，而是分类集合的提示词。例如［输变电工程实例］［直流输电技术］。

［直流输电技术］



Angezhuang 500kV biandianzhan

安各庄 500kV 变电站 (Angezhuang 500kV substation) 中国华北地区重要的枢纽变电站，位于河北省唐山市滦南县安各庄镇。2003 年 9 月开始建设，2004 年 6 月正式投入运行。

建设规模 安各庄 500kV 变电站包括 500、220、35kV 三级电压。500kV 主变压器远期 4 组，一期 1 组，每组容量 750MVA；500kV 远期出线 10 回，第一期 2 回；220kV 远期出线 14 回，第一期 5 回；35kV 无出线，每组主变压器低压侧配置 2 组 60Mvar 电抗器和 2 组 60Mvar 电容器。安各庄 500kV 变电站主控通信楼见图 1。



图 1 安各庄 500kV 变电站主控通信楼

电气主接线 500kV 采用一个半断路器接线，终期 10 线 4 变组成 6 个完整串，2 组主变压器进串、2 组主变压器经断路器接母线，线路出口不装设隔离开关；第一期 2 线 1 变组成 1 个完整串和 1 个不完整串。220kV 采用双母线双分段接线，设专用母联断路器。35kV 采用单母线接线，并设置总断路器。

设备型式 主变压器采用单相自耦有载调压变压器。500kV 断路器选用罐式断路器，额定电流 3150A，额定短路开断电流 50kA；500kV 母线用隔离开关选用垂直开启式隔离开关，串中隔离开关选用水平伸缩式和组合式隔离开关。220kV 断路器采用罐式断路器，额定电流 3150A，额定短路开断电流 50kA；220kV 母线用隔离开关选用垂直开启式隔离开关，线路侧隔离开关选用水平双断口型隔离开关。35kV 断路器采用六氟化硫断路器，额定短路开断电流 40kA。

总体布置 500kV 配电装置位于站区南侧，采用悬吊式铝管母线、屋外分相中型、罐式断路器三列式布置，间隔宽度为 28m。220kV 配电装置位于站区北侧（见图 2），采用悬吊式铝管母线、屋外分相中型、罐式断路器单列式布置，间隔宽度 13m。35kV 采用支持式铝管母线、屋外中型布置，间隔宽度为 6.5m。

安各庄 500kV 变电站东西方向长 323m，南北方向长 332m，



图 2 安各庄 500kV 变电站 220kV 配电装置区

围墙内占地 $7.26hm^2$。进站道路引自站址西侧 500m 的省级公路，站区排水至站址北侧 120m 的泄水干渠。



Bazhou tegaoya ganta shiyan jidi

霸州特高压杆塔试验基地 （Bazhou UHV transmission tower test base） 位于中国河北省霸州市津港工业园，占地445m×422m，2009年3月首批试验设施建成投运（见图1），可满足特高压交、直流同塔双回及以下电压等级输电线路各种类型杆塔整体真型试验（见图2）、部件试验的需求。



图1 霸州特高压杆塔试验基地

该基地杆塔试验系统主要由承力系统、液压加荷系统、荷载测控系统、数据采集系统、试验管理系统、试验塔组装系统及部件试验室七部分组成。



图2 特高压杆塔真型试验

承力系统 包括万能试验基础和3座加荷塔。万能试验基础为多道沟槽十字交叉式，外形尺寸80m×68m，试验塔单腿抗上拔力2000t，最大根开40m，满足各种试验塔的锚固要求。横向加荷塔高153m、宽27m、11层横梁；纵向加荷塔高153m、宽70m、7层横梁；纵向反向加荷塔高133m、宽27m、7层横梁。加荷塔横梁上布置加荷绳转向挂点，单挂点可承受20t荷载。

液压加荷系统 分为横向、纵向、垂直与纵向四套液压系统，分别布置在四个加荷室内。共计206根加载液压缸，全部为水平排列，额定拉力分为294kN和392kN，行程分为5m和8m。

荷载测控系统 以计算机为中心的测控系统，控制液压加荷系统对杆塔实施加荷，具有测量、控制及系统保护功能，实现闭环自动协调加载，加荷测控通道共206个，测控误差$<1\%$，巡检控制周期<10ms。

数据采集系统 包括应变测量、位移测量、图像监控三个子系统。应变测量系统采用VXI总线技术，测量通道192个，系统采样周期<500ms，量程达到$\pm 15\,000\mu\varepsilon$，应变测量误差不大于$\pm 0.3\%$FS（FS为满量程）。位移测量系统由全站仪和控制软件组成，可以进行三维测量，毫米级精度。图像监控系统由20台高性能监控器实时监控被试塔在试验过程中的状态，并进行数字视频录像。

试验管理系统 基于IE浏览和操作的数据库软件系统，管理试验项目运作的全过程，存储和管理试验数据，提供数据查询，保障整体试验系统和数据安全。

试验塔组装系统 包括吊装设备和杆塔组装场两部分，用于试验塔地面拼装、高空组立和拆除及塔材存放。配有1台平臂固定塔式起重机，1台轨道行走塔式起重机，组装场面积为11 000m^2。平臂固定塔式起重机附着在纵向反向加荷塔直柱侧面，最大起重力矩、起重量、起升高度、工作幅度分别为1400t·m、50t、150m、80m。轨道行走塔式起重机的最大起重力矩、起重量、起升高度、工作幅度分别为480t·m、24t、80m、50m，轨道长250m。

部件试验室 具备输电线路杆塔部件静力和动力性能试验能力，已开展过锻造法兰承载能力及疲劳试验、高强钢大规格角钢承载性能试验、高强钢管模型塔架承载试验、复合材料横担静力及疲劳试验等。试验大厅长度为42m，跨度为21m，净空高度为18m。箱形螺栓式试验台座，厚度3.8m，加载孔间距0.5m，单孔抗上拔力100t。两面反力墙成L型布置，每面反力墙宽8.6m、高13m、厚度4.3m，加载孔间距0.5m，单孔抗拉力30t，抗剪力20t。配备1000、300、100、70、50、20t等20套液压加载缸。

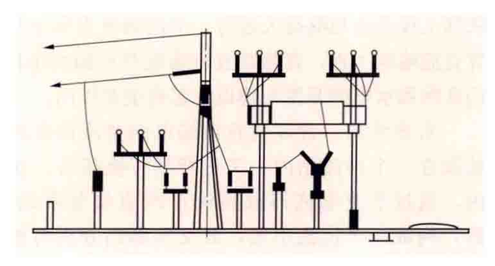
bangaoxing wuwai peidian zhuangzhi

半高型屋外配电装置 （semi-high profile outdoor switchgear） 母线架设在电气设备上方，母线隔离开关与其他电气设备双层布置的屋外配电装置。这种配电装置呈三层布置，上层为母线，中层为母线隔离开关，下层为断路器、电流互感器、电压互感器、避雷器以及出线隔离开关等电气设备。半高型屋外配电装置可以适用于单母线接线、单母线带旁路母线接线、双母线接线和双母线带旁路母线接线等。

与中型屋外配电装置相比，半高型布置方式中母线高度增加不多，安装和运行检修较方便，占地面积减少较多，在中国110kV和220kV配电装置中曾经得到应用，但是在新建的变电站中采用较少。

在110kV屋外配电装置中，半高型配电装置在占地、耗钢量和投资等方面都优于中型和高型屋外配电装置。而且由于母线隔离开关安装高度一般仅为7～7.5m，能够在地面

上直接操作和观察分、合闸情况，可以不必专设上层操作巡视走道，故其结构简单，布置紧凑（见图）。



110kV 半高型屋外配电装置

半高型屋外配电装置常用尺寸见表。

半高型屋外配电装置常用尺寸（m）

电压等级 (kV)	220		110	
	软母线	铝管母线	软母线	铝管母线
母线高度	15～20	13	12.5	10
母线相间距离	4	3	2.2	1.4
母线隔离开关高度	10	8	7.5	7

半高型屋外配电装置呈三层布置，当采用铝管母线方案时，可以降低布置在最上层的母线高度，简化配电装置的结构，布置清晰、美观。

Beijing tegaoya zhiliu shiyan jidi

北京特高压直流试验基地 (Beijing UHVDC test base)

位于北京中关村科技园昌平园区，占地面积 120 亩，2007 年 5 月首批试验设施建成投运。主要功能定位为：①电磁环境研究，主要包括直流输电线路的空间电场、静电感应、离子流、线路电晕特性、电晕损失、可听噪声和无线电干扰等。②绝缘特性研究，主要包括空气间隙与绝缘子沿面放电特性、带电作业技术；高海拔、污秽、覆冰、强辐射等严酷条件下的外绝缘特性及复合绝缘子的运行可靠性；过电压绝缘配合等。③新的输电技术研究，主要包括特高压相同电压等级或不同电压等级、多回直流输电线路同杆并架技术；不同并架方式下的外绝缘特性、电磁环境影响；同走廊交直流间的相互影响等。④特高压输变电设备国产化研究，主要包括特高压直流设备的电气和机械性能试验研究，直流设备（如电抗器、套管、避雷器、分压器、复合支柱绝缘子等）的技术性能、测试方法的试验研究，产品性能检验监督及相关技术标准的研究，以及特高压换流站直流场设备长期带电考核。⑤运行维护人员的培训。

北京特高压直流试验基地主要包括户外试验场、特高压直流试验线段、电晕笼、试验大厅、避雷器及绝缘子试验室、污秽及环境试验室、电磁环境模拟试验场、直流输电换流阀试验室及其他辅助设施。其总平面布置图见图 1。

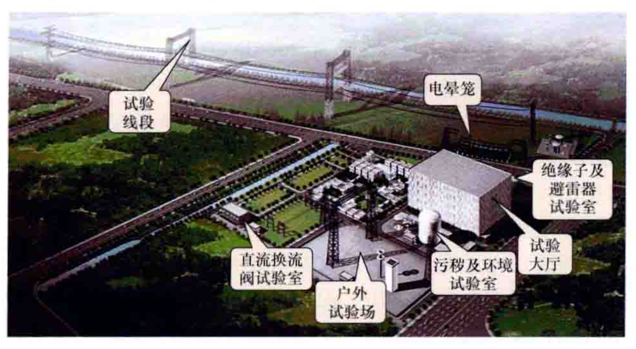


图 1　特高压直流试验基地总平面布置图

户外试验场　长 180m，宽 90m，见图 2。主要试验设备包括 7.2MV/480kJ 户外冲击电压发生器成套设备 1 套、±1600kV/0.5A 直流电源 1 套、50m×60m（高）门型塔 1 基和 45m 高耐张锚塔 2 基。



图 2　特高压直流试验基地户外试验场

试验线段　总长 1000m，主体部分长度为 900m，由 3 档组成，档距 300m，见图 3。中间档门型塔有 2 层活动横担，可挂 4 根导线，导线上下、左右可调。线段的直流电源标称值定为 1200kV/500mA，能够同时提供正负 2 个极性的直流电压。



图 3　特高压直流试验线段

电晕笼　长 70m，宽 22m，高 13m，是世界上尺寸最大的电晕笼，见图 4。在电晕笼内可以对特高压导线进行直流电晕特性的研究，包括无线电干扰、可听噪声和电晕损耗等。电晕笼为两厢体结构，两厢体的相邻面可拆卸。

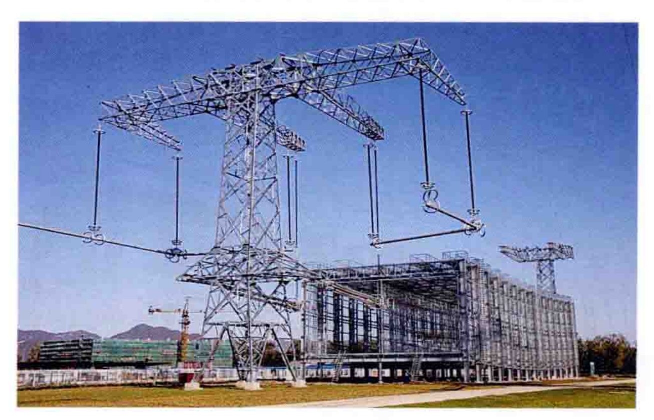


图 4　电晕笼

试验大厅　净空尺寸为86m×60m×50m，主体采用钢结构，电磁屏蔽性能为70dB，频率范围为0.5～1.6MHz。主要设备有2×750kV/2A工频串级试验变压器、±1800kV/0.2A直流电压发生器和6MV/450kJ冲击电压发生器。

避雷器试验室　净空尺寸为29m×32m×25m。主要设备包括（1/10、8/20、4/10、30/60）μs冲击电流发生器，2ms/8kA方波电流发生器，4800kV·A/10kV工频电压耐受特性试验装置，16kV背靠背直流电源，15kV加速老化试验装置。

绝缘子试验室　净空尺寸为29m×32m×25m。主要设备包括：1200kV陡波冲击电压发生器、500kV工频试验变压器、600kN热机试验装置、2000kN/15m卧式拉力机；700kN·m/14m弯扭试验机、复合绝缘子综合机械装置、温度循环试验装置以及理化试验装置等。

污秽及环境试验室　由净空ϕ20m×25m的大型污秽-覆冰-低气压多功能人工气候罐及其保障系统、污秽试验电源及相应的辅助设备、试验楼三部分组成。电源主要设备为800kV/6A试验变压器和±1000kV/2A直流电压发生器。

电磁环境模拟试验场　主要设备有±300kV/50mA直流电压发生器、300kV·A/330kV三相交流变压器、330kV级的交流线段和直流线段各1条。提升电磁环境模拟试验场功能后，直流电源额定电压提升到±660kV，交流电源额定电压提升到500kV；增加了测控楼的建筑面积和房间用于建造屏蔽室；购置空间暂态电磁场测量设备、传导耦合测量设备，以及符合IEC 61000-4标准的电磁兼容测试设备等。

直流输电换流阀试验室　总长100m，总宽40m，分两个试验大厅，其中净高16m的运行试验大厅长×宽为48m×40m；净高28m（满足直流换流阀的吊装和绝缘试验要求）的直流输电换流阀绝缘试验大厅长×宽为52m×40m。

beikaobei zhiliu shudian xitong

背靠背直流输电系统　(back to back HVDC transmission system)　没有直流输电线路，整流器与逆变器通过平波电抗器或直流母线直接相联的直流输电系统。这种类型的直流输电主要用于两个非同步运行的交流电力系统之间的联网或送电，又称非同步联络站。如果被联的两个电力系统的额定频率不相同，称为变频站。到1998年，世界上已有24项背靠背直流工程投入运行，在美国、加拿大、日本、印度、俄罗斯、西欧地区等均有应用。近年来，中国的背靠背直流输电工程发展较快，2005年中国第一个背靠背直流工程——灵宝背靠背直流联网工程投入运行，此后，高岭背靠背直流联网工程Ⅰ期（见图1）、灵宝背靠背直流联网工程Ⅱ期、中俄背靠背直流联网工程等也相继投入运行。中国拥有世界上规模最大的背靠背直流输电工程，背靠背直流输电在中国的全国联网、与邻国的联网和水电的开发与建设中起到重要作用。

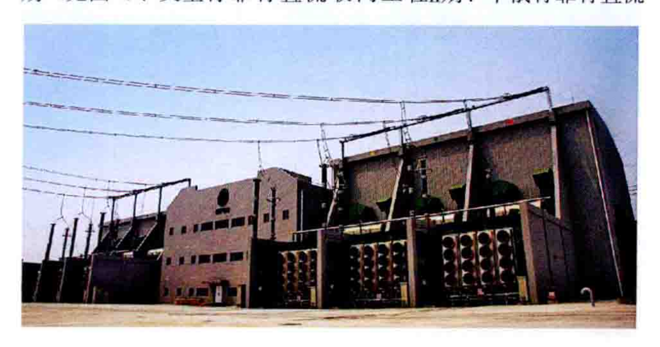


图1　高岭背靠背直流工程高岭换流站

系统构成　背靠背直流输电的整流设备和逆变设备通常装设在一个换流站内，又称背靠背换流站。在背靠背换流站内，通过平波电抗器或直流母线直接相联的整流器和逆变器，构成一个换流单元，其交流侧则分别与被联接的交流电网相联，从而形成两个电力系统的非同步联网。为了降低换流站产生的谐波，换流单元通常选择12脉动换流器。每一个换流单元可选择1个12脉动换流器一端或6脉动中点处单点接地。换流站可由1组或多组换流单元并联组成。图2中给出背靠背换流站2组换流单元并联接线示意图。并联运行的各换流单元可自成系统独立运行。当1组换流单元故障时可方便地停运维护，而不影响其他换流单元的正常运行；当传输功率需要大幅度改变时，也可将1组换流单元投入或切除。互联的交流电网之间交换功率的大小和方向均由控制系统快速方便地进行控制。

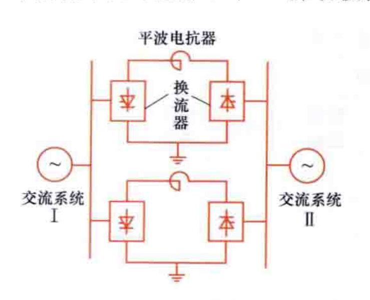


图2　背靠背换流站2组换流单元并联接线示意图

工程特点　①由于无直流输电线路，直流侧的损耗较小，背靠背直流输电的直流侧可以选择低电压和大电流，充分利用大截面晶闸管的通流能力，同时对与直流电压有关设备（如换流变压器、换流阀、平波电抗器等）绝缘水平的要求也相应较低，从而使这些设备的造价明显降低。②由于整流器和逆变器均装设在一个阀厅内，直流侧谐波可全部控制在阀厅内，而不会产生对通信的干扰，不需要安装直流滤波器。③利用背靠背直流输电系统，除可方便快速地调节有功功率外，还可比利用远距离直流输电更加方便地进行无功功率的调节，从而更有利于改善被联交流电网的电压稳定性。采用背靠背直流输电造价低，设备制造难度小，运行的灵活性好，是进行非同步联网的最佳选择。

应用场合　①不同额定频率（如50Hz和60Hz）的电力系统之间的联网或送电；②额定频率相同，但由于稳定问题或其他问题，而要求非同步运行的电力系统之间的联网；③在变频水轮机组和抽水蓄能电站中的应用等。

bileiqi

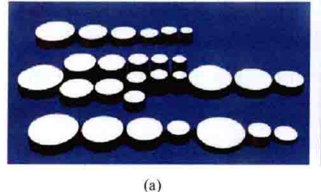
避雷器　(surge arrester; surge diverter)　能释放过电压能量、限制过电压幅值的设备，又称限压器。使用时将避雷器与被保护设备就近并联安装，在正常情况下不导通（带串联间隙），或仅流过微安级的电流（无串联间隙）；当作用的过电压达到避雷器动作电压时，避雷器导通大电流，释放过电压能量并将过电压限制在一定水平，以保护设备绝缘；释放过电压能量后，避雷器恢复到原状态。

避雷器主要有电站用、配电用、线路用、电动机用、发电机用、发电机中性点用、变压器中性点用、并联补偿电容器组用、串联补偿装置用和电气化铁道用避雷器等。

类型 包括金属氧化物避雷器、保护间隙、击穿保险器、管式（排气式）避雷器、碳化硅阀式避雷器、磁吹避雷器。金属氧化物避雷器（metal oxide surge arrester，MOA）包括无间隙金属氧化物避雷器和带串联间隙金属氧化物避雷器。

无间隙金属氧化物避雷器（metal oxide surge arrester without gaps） 由金属氧化物电阻片串联或并联，用绝缘杆件固定构成芯体，再装入套筒中，多用于站用设备的过电压保护。

（1）电阻片。金属氧化物电阻片是以氧化锌（ZnO）为主要成分，加入少量铋、钴、铬、锰、锑等金属氧化物作为添加剂，充分混合、研磨和搅拌，经喷雾造粒，压制形成所需规格的片状，在1000℃以上高温下烧结而成，形状呈圆饼或环形，如图1所示。


(a)

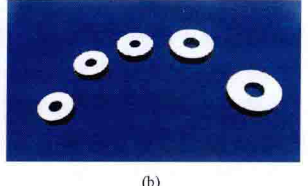

(b)

图1 金属氧化物电阻片

(a) 饼状电阻片；(b) 环状电阻片

金属氧化物电阻片的微观结构如图2所示，ZnO晶粒（直径大约10μm）是低电阻率介质，在其表层即晶界层（约0.1μm厚）是高电阻率，两者紧密连接。

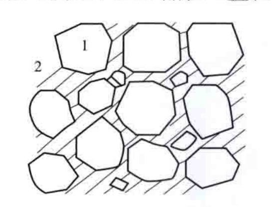


图2 金属氧化物非线性电阻片的微观结构示意图

1—氧化锌晶粒；2—晶界层

在低电场区（对应于运行电压），晶界层的能量势垒使电子不能从一个晶粒向另一个晶粒移动，呈高阻状态；在高电场区（对应于过电压），当晶界层电场强度达到10^6V/cm时，由于隧道效应，电子会通过势垒，呈低阻状态。

金属氧化物电阻片具有优异的非线性特性，大大优于碳化硅电阻片，如图3所示。

在正常工作电压下只流过微安级的电流，当作用在避雷器上的电压达到动作电压时，电阻片的阻抗急剧减小，处于大电流导通状态，从而快速泄放过电压能量并将其两端的过电压限制在一定水平，以保护设备的绝缘；在过电压冲击波过后，电阻片会即刻恢复到原高阻状态，因此无需装设串联间隙。由于没有串联间隙，金属氧化物避雷器对过电压响应快，便于和六氟化硫气体绝缘电器和其他伏秒特性平坦的电器的绝缘特性相配合。

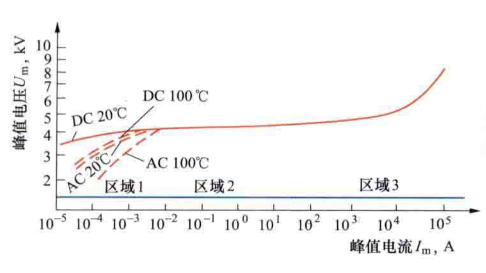
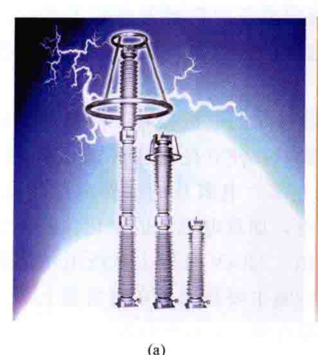


图3 金属氧化物电阻片的非线性特性曲线

金属氧化物电阻片具有较大的通流能力，可以用多柱并联的方式来提高通流能力，所以可以吸收很大的操作过电压能量。

（2）外套。避雷器按外套材质分为绝缘外套式避雷器和金属罐式避雷器。绝缘外套式避雷器有瓷套式和复合外套式避雷器两种，见图4。主要应用于敞开式变电站（AIS），以及混合式气体绝缘金属封闭开关设备（HGIS）和气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）的进线和经架空线连接的变压器端。绝缘外套式避雷器的整体结构为立柱式。对于超/特高压避雷器，考虑到制作、加工、安装和运输等因素，往往由几个单元节串联构成，并安装有均压环。每个单元节主要由氧化锌电阻片芯体和外套组成，并要求具有压力释放能力。


(a)

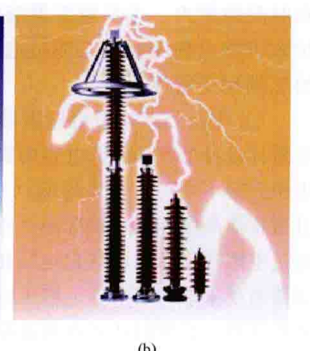

(b)

图4 绝缘外套式避雷器

(a) 瓷套式避雷器；(b) 复合外套式避雷器

金属罐式避雷器是GIS配套产品，见图5。通常，罐式避雷器安装在GIS母线和GIS管道与变压器直连的变压器端。在电气参数上，罐式避雷器与瓷套式避雷器相同。其结构是氧化锌电阻片芯体安装在密闭的金属筒中，内部充有SF_6绝缘气体。由于SF_6绝缘气体的高绝缘特性，大大减小了绝缘距离，从而大幅度缩小了设备尺寸，为单筒式结构。

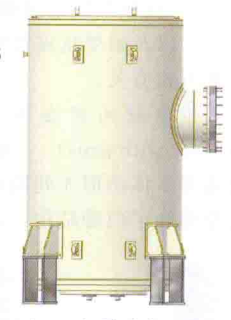


图5 金属罐式避雷器

（3）性能与选择原则。取决于避雷器保护对象的运行特性和绝缘耐受水平，以及避雷器的结构性能等。主要性能参数包括额定电压、参考电压、持续运行电压、保护水平、吸收能量、工频耐受特性、电位分布、均流特性和机械强度等。

1）额定电压是表征避雷器特性的一个重要参数，并通过动作负载试验的验证。一般情况下，避雷器的额定电压取安装处的最大工频暂时过电压值。

2）参考电压是在参考电流下的避雷器电压。参考电流一般取金属氧化物避雷器非线性伏安特性的拐点值。通常，参考电压与额定电压取相同值，约为最高运行电压的1.25倍。

3）持续运行电压是指允许的最高工作电压，它是由系统条件确定的。对于中性点有效接地系统，避雷器的持续运行电压为最高运行相电压；对于中性点非有效接地系统，避雷器的持续运行电压为最高运行线电压。持续运行电压峰值与其参考电压之比称为荷电率，荷电率是通过电阻片的老化试验及相应动作负载试验确定的。

4）保护水平是指避雷器在标称电流（配合电流）下的残压。它是限制过电压水平的关键，保护水平越低，限压效果更好。避雷器的保护水平是设备绝缘水平选择的基础，通常，避雷器的保护水平与设备绝缘水平之间需要满足配合系数的

要求。降低保护水平的措施主要有：①改进电阻片的配方和工艺，这受制于制造技术。②增加电阻片的面积，即采用大直径电阻片和多柱并联结构，这会增加避雷器的体积和造价。

5）吸收能量是指避雷器在操作和雷电过电压下吸收能量的能力。它与系统参数、过电压类型、过电压幅值、波形和持续时间有关，需要通过仿真计算确定，可通过多柱并联提高吸收能量的能力。

6）工频耐受特性是指避雷器耐受一定幅值工频过电压和时间的能力。选择避雷器额定电压时需要考虑避雷器安装位置可能出现的最大工频过电压的幅值和时间，以及避雷器的工频耐受特性。

7）电位分布是指沿避雷器纵向的电位分布。由于避雷器电阻片自身电容和杂散电容的影响，使立柱式避雷器沿纵向的电位分布不均匀，导致局部（上部）电阻片的工作电压较高，且避雷器高度越高，情况越严重，加重电阻片的老化，甚至会超过电阻片能承受的规定电压值。220kV 及以上系统电站用避雷器需要采取均压措施，均压措施主要是通过在避雷器上部安装均压环，必要时还需在避雷器内部安装均压电容。

8）均流特性是指多柱（只）并联避雷器各柱之间的电流分布特性。在配片时要力求各柱之间的伏安特性尽量均匀一致，通常要求避雷器各柱之间的电流分布不均匀性小于 1.1。

9）机械强度是指避雷器承受一定强度的垂直和水平的拉力，以及耐受抗震性能的能力。它与避雷器的安装位置和安装方式有关。

带串联间隙金属氧化物避雷器（metal oxide surge arrester with gaps）　由避雷器本体和间隙串联两部分组成。避雷器本体类似无间隙避雷器，间隙有带支撑绝缘子和不带支撑绝缘子两种结构，示意图见图 6。

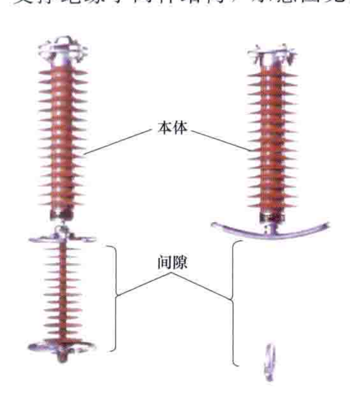


图 6　线路避雷器结构

带串联间隙金属氧化物避雷器通常安装在易击线段的杆塔上，与线路绝缘子相并联，用于保护输电线路绝缘子和空气间隙避免在雷击时发生闪络和跳闸。与无间隙线路避雷器相比，带串联间隙结构的优点是，可通过选择间隙距离，使串联间隙只需在雷电过电压下击穿保护线路绝缘，而在工频过电压和操作过电压下不动作。同时，串联间隙使避雷器本体只承受很低的工频电压作用，大大减小避雷器的老化，可做到免维护。另外，如果避雷器电阻部分（简称避雷器本体）发生故障，串联间隙可以隔离故障，不影响线路正常运行。为了减小体积和重量，本体外套多采用复合外套。日本在 1980 年就已在 66～77kV 线路上安装避雷器，之后其他国家也陆续采用，现在国内外已经有 35～500kV 线路避雷器在运行，对保护易受雷击的线路段、双回线路和高杆塔，积累了一定运行经验。

保护间隙（protective gap）　由一对裸露在空气中的电极组成的过电压限制器。保护间隙电极形状主要有环形、棒形等。当过电压作用时，保护间隙被击穿放电，将过电压能量导入大地，避免被保护设备因电压升高而击穿。

由于保护间隙结构简单，价格低廉，作为输电线路绝缘子的防雷保护装置具有一定的优势，在欧洲和日本等一些国家被广泛应用，中国也有少量线路开始使用。

击穿保险器（sparkover protective device）　应用在低压电网中的一种保护间隙，一般安装在配电变压器低压侧（400V）绕组的不接地中性点和地之间，或低压电网的相线和地之间，用以防止 6～10kV 高压线路在故障下与低压线路搭接所造成的低压线路电位升高。

管式（排气式）避雷器（tube type surge arrester）　利用产气材料在电弧高温作用下产气以熄灭工频续流电弧的避雷器。其伏秒特性比较陡峭，不易和被保护设备的绝缘特性相配合，20 世纪 30 年代开始曾在中国应用于 35kV 及以下变电站的进线保护和线路上的弱绝缘保护，现由金属氧化物避雷器取代。

碳化硅阀式避雷器（ordinary valve type surge arrester）　由碳化硅阀片和普通平板间隙串联组成的阀式避雷器。20 世纪 30 年代开始曾在中国应用，一般只用来限制侵入电气设备的雷电过电压，现由金属氧化物避雷器取代。

磁吹避雷器（magnet valve surge arrester）　由碳化硅阀片和磁吹放电间隙串联组成的阀式避雷器。磁吹避雷器是对普通阀式避雷器的改进，保护性能优于普通阀式避雷器。一般用在 110kV 及以上的高压电网中，也可用来保护绝缘较弱的旋转电机。在中性点有效接地的高压电网中，除用于限制雷电过电压外，还可限制部分操作过电压。

磁吹放电间隙靠磁场力吹弧来切断工频续流，分为旋转电弧型和拉长电弧型（限流型）两类。磁吹避雷器于 20 世纪 50 年代问世。在此基础上发展的复合避雷器，于 20 世纪 60 年代初期在苏联研制成功并得到应用，在美国和中国也曾被生产和使用。磁吹避雷器及复合避雷器现在已被金属氧化物避雷器所取代。

图 7　避雷器

历史与发展　随着科技的进步，避雷器（见图 7）的制造技术和结构在不断地发展和变化。初期，避雷器的类型为保护间隙和击穿保险器；20 世纪 30 年代开始应用管式避雷器，并出现阀式避雷器；50 年代磁吹避雷器问世；70 年代出现金属氧化物避雷器，并已全部取代碳化硅阀式避雷器。避雷器的发展趋势是进一步降低保护水平和增大吸收能量，以适应超、特高压输电工程的建设和发展。为此需要不断改进电阻片的制造工艺，提高电阻片的性能；另外，可控避雷器的研究也在探索中。

bileizhen

避雷针

避雷针（lightning rod）　拦截雷击将雷电引向自身并泄入大地，使被保护物免遭直接雷击的防雷装置，又称导闪针。避雷针实际上是一组引雷导体，由接闪器、接地引下线和接地体组成。

避雷针的接闪器用圆钢或钢管制成，固定于被保护物体或邻近支持物上，经接地引下线与埋设在地下或水下的接地

体连接。接闪器必须高于被保护物，当被保护物附近上空雷云的放电先导发展到距地面和被保护物一定高度时，由于避雷针高出地面和被保护物体，而且又有良好的接地，便会影响雷云电场发生畸变，引导雷云放电先导向其自身发展，使避雷针构成入地的最短通道。在大多数情况下，雷电将击于避雷针而不击于被保护物体。避雷针常被用作建筑物、构筑物、发电厂和变电站的屋外配电装置、烟囱、冷水塔和输煤系统的高建筑物，以及油、气等易燃物品的存放设施等的直击雷保护装置。

避雷针受到雷击向大地泄放电流时，沿接闪器、接地引下线和接地体上会出现高电位。这种高电位对于金属、砖石或混凝土结构一般不会造成破坏。所以像烟囱、冷水塔、架空线路杆塔、高压配电装置架构的避雷针接闪器和接地引下线，均可固定在其本体上。但这种高电位，对于易燃、易爆和敏感电子设备和低电压电气设备，便可能因出现火花或发生反击而造成起火爆炸或电压击穿。通常要采取降低接地电阻或设置独立避雷针等措施来消除这种危险。

避雷针的保护范围通常认为是一个闭合的锥体空间，接闪器的上端是锥体的顶点，保护范围是针高及绕击率的函数。避雷针对被保护物的保护作用（保护范围），与雷电极性、雷电通道电荷分布、空间电荷分布、先导头部电位、放电定位高度、避雷针的数量和高度、被保护物的高度、相互之间的位置，以及当时的大气条件和地理条件等因素有关。一般地说，地理条件（包括地貌和地质结构）影响雷击先导阶段电场分布，从而影响到主放电的发展；大气条件影响是，空气湿度和温度愈高，避雷针保护效果就愈小；雷电流愈大，击距愈长，避雷针保护范围愈大。

一般认为避雷针是美国 B. 富兰克林（B. Franklin）在 18 世纪 50 年代发明的，但在中国的古建筑防雷中早有应用。长期以来，国际上对避雷针是具有屏蔽分流作用的引雷针早已取得共识。许多国家也都据此制定出用于工程设计的保护范围计算标准，例如计算保护范围的折线法、保护角法和滚球法等。但不同研究者所提出的保护范围和绕击率的计算方法差别很大，尚没有一种为国际公认的计算方法和保护范围标准。

biandian jinju

变电金具 (substation fittings) 用于固定、连接或支持母线、导线、电气设备端子和绝缘子串等电气装置的金属构件。

变电金具按其不同用途主要分为 T 接金具、设备金具及固定金具三大类。

T 接金具 配电装置中用于连接母线与引下线的金具。主要有螺栓型、压缩型、混合型三种型式。

螺栓型 T 接线夹 又称可卸型夹板式 T 接线夹，由与导线相同材质的或强度高于导线的材料制成。夹板上有线槽，借助紧固螺栓产生的压力使导线与 T 接线夹成为可靠的导电体（见图 1）。有些国家则将线槽板做成锯齿形来改善电气接触面。

压缩型 T 接线夹 又称不可卸型圆形管体 T 接线夹。借助钢模用液压法将圆形管体压缩成正六角形，也有采用爆炸压接的方法，使导线压紧于圆管中。变电站压缩型 T 接线夹多数设计成抽匣式，母线架好后无需断开即可在下方设立操作平台，或在液压操作车上进行液压操作，或直接进行爆压。抽匣式 T 接线夹下端附有接线端子板，供连接不同截面的引下线，装卸灵活方便（见图 2）。

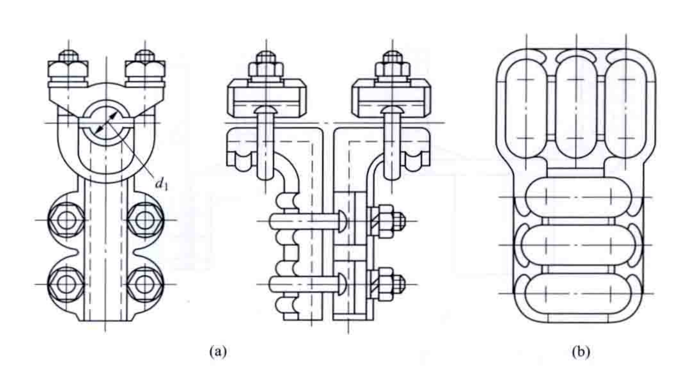


图 1 螺栓型 T 接线夹

(a) 普通型；(b) 防电晕型

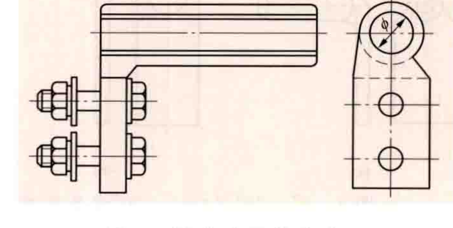


图 2 压缩型 T 接线夹

混合型 T 接线夹 一端螺栓连接另一端压缩连接的 T 接线夹。与母线固定采用螺栓连接，具有可卸和便于高空作业等优点，引下线压接可在地面上进行（见图 3）。

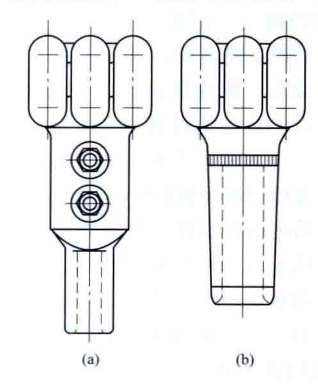


图 3 混合型 T 接线夹

(a) 引下线可拆卸；

(b) 引下线不可拆卸

设备金具 电气设备之间及其与母线引下线的连接金具。按其结构不同分为螺栓型设备线夹（见图 4）和压缩型设备线夹（见图 5）两类。此外，还有与铝质设备线夹配套的铜铝过渡接触板。容量较大的变电站采用分裂导线时，选用二分裂导线设备线夹（见图 6）和三分裂导线设备线夹（见图 7）。

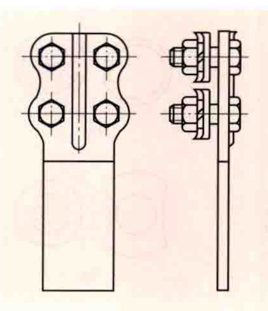


图 4 螺栓型设备线夹

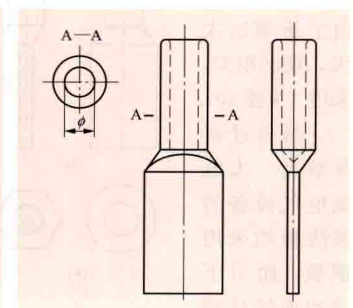


图 5 压缩型设备线夹

设备线夹有 0°、30°（45°）和 90°等多种（见图 8），以满足连接导线与电气设备接线板不同出线角度配合的需要，减小设备端子受到的弯曲应力。导线截面很小时，可用 0°设备线夹，而将线夹出口处的导线弯成需要的角度。

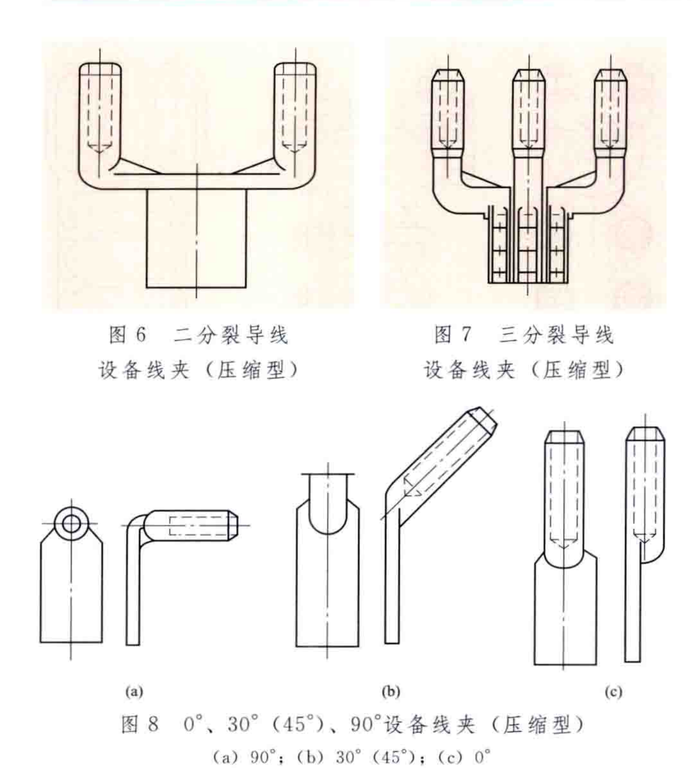


图 6　二分裂导线设备线夹（压缩型）

图 7　三分裂导线设备线夹（压缩型）

图 8　0°、30°（45°）、90°设备线夹（压缩型）

（a）90°；（b）30°（45°）；（c）0°

螺栓型设备线夹　由带线槽的接线板和端子板组成的设备线夹，借助螺栓将导线紧固在线槽内（见图 4）。大截面导线的设备线夹设计成流线形，无棱角，螺栓部位加防晕装置，以消除电晕影响（见图 9）。

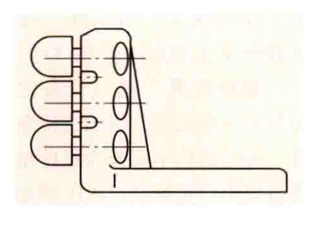


图 9　防电晕螺栓型设备线夹

压缩型设备线夹　由圆形管体和端子板组成的设备线夹，借助钢模用液压法将圆形管体压缩成正六角形、嘴形、扁六角形和凹形，导线压紧于管体中。也有采用爆压的方法。大多压缩成正六角形，小截面导线以薄壁圆形管体局部压缩成凹形。过去曾采用过将椭圆形管体压缩成圆形的工艺，但由于压缩比太大，现已很少采用（见图 10）。

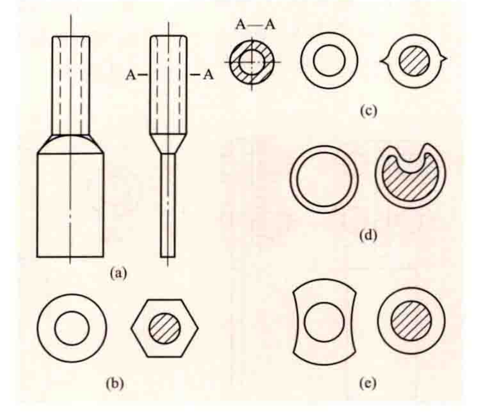


图 10　压缩型设备线夹的压缩成形

（a）压缩型设备线夹；（b）圆管压成正六角形；（c）圆管压成嘴形；（d）圆管压成凹形；（e）椭圆形压成圆形

铜铝过渡接触板　大电流电气设备的接线板均采用铜质，而引下线和连接导线则大多采用钢芯铝绞线和铝质设备线夹。为解决铜和铝不同金属接触面的电化学腐蚀问题，增设了铜铝过渡接触板。它将铜和铝通过摩擦焊、闪光焊、钎焊或覆铜冷压焊工艺（见图 11）制成为一个整体，可以附着在铝质设备线夹上，也可以是单独的铜铝复合板［见图 11（d）］。如为中小截面的圆形棒，则通常用摩擦焊机焊成一整体后，再根据设备线夹结构将其压成板状；矩形板件则用闪光焊接直接对焊，也有的是用低熔焊药将铜板钎焊在铝板上。

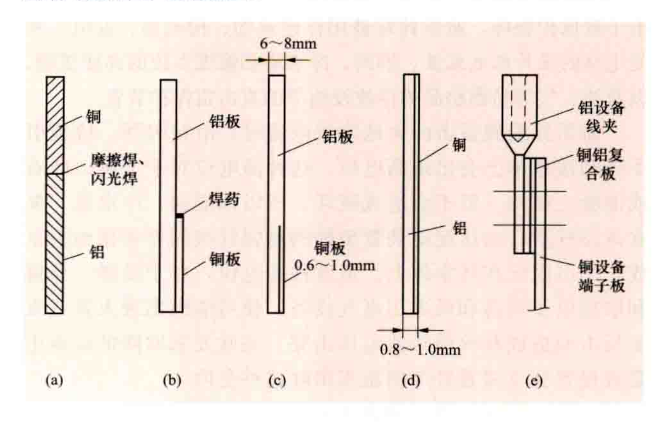


图 11　设备线夹的铜铝过渡接触板

（a）摩擦焊、闪光焊；（b）钎焊（铝上焊铜）；（c）铝上覆铜；（d）铜铝复合板；（e）铜铝过渡安装示意图

固定金具　用于支柱绝缘子上导线的固定，分裂导线的间隔、导线的支撑及补偿等的金属附件，主要包括母线固定线夹、母线伸缩节、导线间隔棒等。

母线固定线夹　硬母线固定线夹分为矩形、槽形、菱形和管形四大类。矩形母线固定线夹又按其不同布置方式分为立放和平放两种（见图 12）。为防止温度变化时母线伸缩使支柱绝

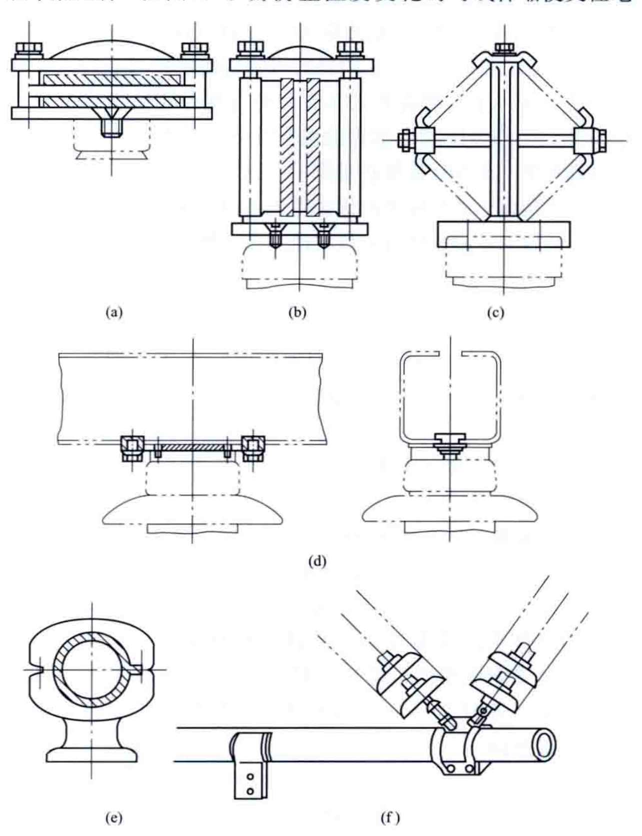


图 12　硬母线固定线夹

（a）矩形母线（平放）；（b）矩形母线（立放）；（c）菱形母线；（d）槽形母线；（e）管形母线（支承式）；（f）管形母线（吊挂式）

缘子产生附加弯曲应力，又有松固定和紧固定两种，允许母线在松固定线夹中伸缩滑动。母线固定线夹通常用铝或铝合金等非磁性材料或将其一部分（如压板）用铝或铝合金材料制成，使之不能形成闭合磁路，以免在线夹中产生涡流损耗和发热（见图 13）。管形母线也有的采用吊挂方式，用 V 形架空线串支撑［见图 12（f）］，并用螺栓 T 接或焊接 T 接。

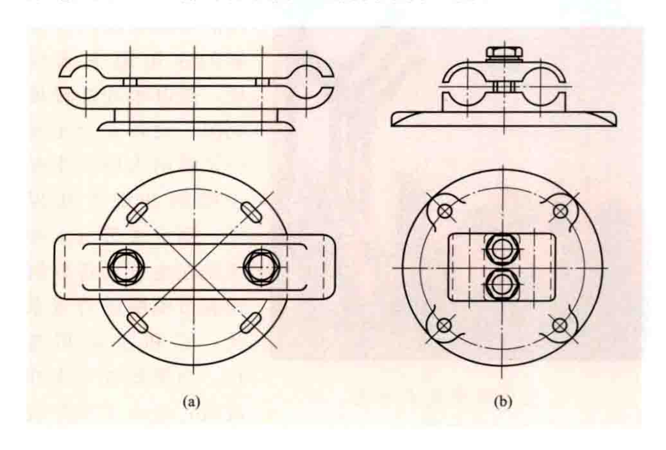


图 13　固定线夹的防涡流损耗发热
（a）全铝或铝合金（非磁性材料）；
（b）铝质压板（非闭合磁路）

母线伸缩节　用以补偿母线因温度变化而引起的伸缩的金具。铝母线伸缩节通常用 0.5mm 的铝箔叠成与母线相同的截面，两端焊以接线板而成（见图 14）。铜母线伸缩节则用铜编织软线与铜接线板焊接而成。

导线间隔棒　用于固定分裂导线的子导线之间间隔的金具。一般装设在分裂导线上相隔适当的距离处，以防止子导线之间相互碰撞（见图 15）。

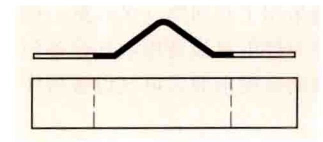


图 14　母线伸缩节

图 15　导线间隔棒（两分裂）

biandianzhan

变电站

变电站　(substation)　电力网中用以变换电压、交换功率和汇集、分配电能的设施。变电站中有不同电压的配电装置，电力变压器，控制、测量、信号、保护和自动装置，通信设施，建（构）筑物等。有些变电站中由于无功平衡、系统稳定和限制过电压等因素，装设有并联无功补偿装置和串联补偿装置。变电站的名称通常是按地名加其最高一级电压来命名的，例如陈家桥 500kV 变电站。

类型　按电压等级，可分为 1000kV 变电站、750kV 变电站、500kV 变电站、330kV 变电站、220kV 变电站、110kV 变电站等；按变电站在电力系统中的地位和作用，可分为枢纽变电站、区域变电站、地区变电站、终端变电站和用户变电站等；按布置形式，可分为户内变电站、户外变电站、地下变电站等；按照是否有人值班，还可分为有人值班变电站和无人值班变电站。中国以往曾经有过一次变电站和二次变电站之称，由于工农业的发展和负荷密度的不断增大，电压等级不断提高，一次变电站和二次变电站现在已很少提及。

建设要求　主要有：①根据电力网规划明确变电站的类型和作用，以及远期和近期建设规模（包括线路回路数和变压器容量），使变电站的建设能起到加强电力网的作用和满足供电负荷的需求。②变电站的建设要求少占土地，不占或少占耕地，并尽量利用荒地；在配电装置布置和变电站总平面布置上，都要采取少占土地的措施。③根据变电站的类型、建设规模和在电力网中的作用确定电气主接线，以提高供电可靠性，并要尽量采用简单的电气主接线，以降低建设费用和运行费用。④变电站中的设施须能满足运行安全和检修方便的要求，凡容易发生误操作的电气设备均需装设闭锁装置，以保证人员和设备的安全。

主要设施　包括配电装置，电力变压器，补偿装置，控制、测量、信号、保护和自动装置，通信设施，建（构）筑物等。

配电装置　交换功率和汇集、分配电能的电气装置的组合设施。它包括母线、断路器、隔离开关、接地开关、电压互感器、电流互感器和避雷器等。根据设备绝缘方式和组合型式的不同，配电装置可分为敞开式配电装置、气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）配电装置和复合式组合电器（HGIS）配电装置三种类型。其中敞开式配电装置可以布置在屋内、屋外，也可以布置在金属柜中；GIS 配电装置有屋内和屋外两种布置方式；HGIS 配电装置一般采用屋外布置。

电力变压器　变换电压的设备。它连接着不同电压的配电装置，习惯称为变电站的主变压器。凡降低电压向地区或用户供电的变压器称作降压变压器；凡升高电压向电力网送电的变压器称作升压变压器。变电站中有两种或三种电压的配电装置时，则分别采用双绕组或三绕组变压器。当不同电压配电装置之间需交换功率时，可以采用联络变压器。联络变压器一般为自耦变压器或双绕组变压器，如果需要从联络变压器取得站用电源时，则需采用三绕组变压器，从其低压绕组上引接站用电源。变电站站用电源也可以直接从自耦变压器的低压绕组上引接。

补偿装置　主要包括并联电容器、并联电抗器、静止无功补偿装置（SVC）、串联电容补偿装置等。为了平衡变电站供电范围内的无功功率，在变电站的主变压器低压侧一般装设并联电容器和并联电抗器，有的变电站还装设有静止无功补偿装置；为了补偿远距离输电线路的充电功率，有时需要在变电站的高压出线上装设并联电抗器；为了增强系统稳定性，提高线路输电能力，有时还需要在变电站出线上装设串联电容补偿装置。早期的变电站也有采用同步调相机作为无功补偿装置，但现在已被淘汰。

控制、测量、信号、保护和自动装置　保证电气设备安全运行的监控和保护设施。控制有一对一控制和计算机监控等方式。保护有主设备保护和线路保护、母线保护等几类。测量分为电流测量、电压测量、功率测量、频率测量、谐波测量和电能计量等。信号一般有预告信号和事故信号两种。当电气设备出现不正常运行情况时，自动装置能及时自动完成保证安全运行的操作，例如备用电源自动投入装置等。上述各种设施一般设在变电站主控通信楼（室）或继电器室内，330kV 及以上变电站一般建有主控

通信楼，220kV及以下变电站一般建设单层主控通信室，无人值班变电站一般只设简易的控制小室。二次回路电源控制和保护设施均由变电站二次回路电源供电，二次回路电源包括蓄电池直流电源、交流不间断电源（UPS）和交流二次电源几种。

通信设施　有微波通信、载波通信和光纤通信三种。330kV及以上变电站中通常设置微波通信、载波通信和光纤通信，220kV及以下变电站中只设载波通信和光纤通信。在变电站中一般不建单独的通信楼，通信设施放在主控通信楼（室）的通信室内。

建（构）筑物　包括建筑物和构筑物两大类。建筑物主要有主控通信楼（室）、继电器小室、配电装置室、站用电室、备品备件库、综合水泵房、警卫室等；构筑物主要有构架、设备支架、事故油池、蓄水池、电缆沟等。

发展过程与趋势　1949年前，中国只有东北地区有少数154、220kV变电站。1952年瑞典最早建成了380kV变电站，1959年苏联建成了500kV变电站，1965年加拿大建成了765kV变电站，1985年苏联建成了1150kV变电站。

新中国成立后，随着电力建设的发展，各地区相继建设了220kV电力系统，并于1972年在西北地区建成了330kV变电站，1981年在华中地区建成了500kV变电站。进入21世纪，中国的变电站呈现出"紧凑型、大容量、超（特）高压、智能化"的发展趋势。2005年在西北地区建成了750kV变电站，2009年在华北和华中地区建成了1000kV特高压变电站。在环境保护和资源节约的要求下，各种电压等级的GIS设备在变电站中广泛使用。随着负荷密度的加大，超高压变电站也开始进入城市中心地带，2010年在上海建成了中国第一座城市500kV地下变电站（见静安500kV地下变电站）。中国500、750、1000kV变电站中主变压器的单组最大容量分别达到1500、2100、3000MVA。在变电站电压等级和容量不断提高的同时，以数字化和信息化为特征的现代先进技术推动变电站向智能化方向发展。从2009年开始，中国一些电网企业进行了变电站智能化的试点建设。变电站实现智能化的程度依赖于诸如高压开关设备智能化技术、电子式互感器、高压电气设备在线监测技术、高速工业通信网络技术、状态检修和高级应用技术等多种关键设备和支撑技术，这些关键设备和技术都还处在发展和完善中。（见输变电设备智能化）

biandianzhan daidian zuoye

变电站带电作业

(live working at substation; live work at substation)　在变电站中对不能停电维修的电力设施和电气设备进行带电维护和检修的工作。变电站带电作业包括带电测试、带电维护修理以及带电更换部件等内容。

变电站内的电力设施与电气设备，其维护修理工作有一部分是有条件停电维修，不需要带电作业的；还有一部分是需要带电作业，而且带电作业更为有利和有效。通常变电站带电作业包括带电水冲洗，带电测试和更换绝缘子串，带电更换高压配电装置中的电气设备等。带电水冲洗是变电站带电作业最主要的内容。

带电水冲洗　采用高压力的水流冲洗带电运行的户外高压电气设备的瓷套管和高压绝缘子串及高压支柱绝缘子上的污秽，以防止变电站电气设备污秽闪络的一种带电作业方式。带电水冲洗分为移动式带电水冲洗和固定式带电水冲洗两种。移动式带电水冲洗是作业人员手持高压水喷枪对带电设备进行冲洗，作业人员的人身安全主要由喷嘴与带电设备之间的水柱长度以及足够的水电阻率来保证，带电水冲洗现场见图。设备安全主要由足够的水电阻率和正确的冲洗方法保证。固定式带电水冲洗是在电气设备四周设置带喷嘴的管道系统，它和水泵相连接。当需要进行水冲洗时，经人工操作或按一定程序自动控制水冲洗管道系统，完成带电作业。


变电站带电水冲洗

带电测试和带电更换绝缘子串　与输电线路中此项带电作业的内容基本相同。（见输电线路带电作业）

带电更换高压配电装置中的电气设备　对于屋外高压配电装置，通常采用绝缘斗臂车或绝缘升降车等特殊设备以及带电作业工具进行工作。屋内配电装置由于间隔尺寸小、场地狭窄，除了采用带电作业的专用工具以外，还需要考虑在相邻间隔之间加绝缘隔板等措施。

由于变电站设计的不断改进，更换高压配电装置的电气设备可以通过切换母线或旁路母线代路等方式进行停电作业。此外，电力系统不断发展，对同一重要用户的供电回路数量不断增加，对重要用户普遍采用了双回路（多回路）供电和环网供电的方式，电力系统对停电更换高压电气设备创造了良好的条件。因此带电更换高压配电装置电气设备的作业方式已很少采用。

biandianzhan dianqi shebei guzhang zhenduan

变电站电气设备故障诊断

(fault diagnosis of substation electric equipment)　根据监测系统提供的信息，在电气设备故障初期对故障的发展情况作出的分析和预测。在设备离线和运行时，通过对设备绝缘参数的测量，判断设备的绝缘状态或故障的部位、原因和严重程度，预测设备绝缘的可靠性和寿命，制订合理的维修策略，以便提高电气设备的利用率，延长设备寿命及降低维修成本，减少维修风险。变电站主要的电气设备有电力变压器、电容型设备、断路器、气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）、避雷器等。其中电力变压器的典型故障类型包括出口短路故障、绕组故障、绝缘故障、铁芯故障等。故障诊断过程包括信号采集，特征提取、状态识别、诊断决策。

诊断方法　主要有阈值诊断、趋势预测、模糊诊断、时域波形诊断、频率特性诊断、指纹诊断、基于人工神经网络的诊断、人工智能专家系统。

阈值诊断　对设备进行测试，按照所得特征量是否超过规定阈值来判断设备状态。阈值诊断是基本而重要的，是应

用最广泛的诊断方式，一般用于判断设备是否有故障，故障的严重程度以及故障的类型和原因。阈值诊断简单方便，但由于故障为随机性的复杂过程，且存在方法的不完善和监测误差，使诊断可能产生误报和漏报。

趋势预测　根据特征量或特性参数随时间的变化趋势判断设备状态。在特性趋势图中以时间为横坐标，特征量或特征参数为纵坐标作出曲线，根据曲线的延伸推断发展趋势。

模糊诊断　实际诊断工作中，诊断数据具有“亦此亦彼”的模糊性，阈值诊断使结论绝对化。模糊诊断是基于模糊集合论的诊断方法。模糊集合的取值范围从集合 {0，1} 扩大到在 [0，1] 区间连续取值，构成模糊集合的特征函数曲线称为隶属函数。隶属函数的确定是模糊诊断的关键，通常是在诊断经验或故障统计的基础上确定的。模糊推理是指根据某些反映故障现象或反映故障的证据推断设备有无故障或故障的性质，引入置信度表示推理结果。实际诊断时多个因素同时影响诊断结论，各因素影响程度各不相同，可运用模糊综合评判方法。

时域波形诊断　由设备监测到的某特征量随时间变化的曲线与事先测得的标准曲线相对比，以判断设备的状态。

频率特性诊断　由设备上测得的频率特性或频谱和已知的标准频谱进行对比，以诊断设备是否存在故障。

指纹诊断　将设备监测到的数据进行统计分析处理后，得到一些特殊谱图，如三维谱图或二维谱图，分析谱图并同已知的标准图形作对比，从而判断设备的绝缘状态。指纹诊断包括目测诊断和参数诊断。

基于人工神经网络的诊断　由大量人工神经元相互广泛连接组成，其前馈网络模型包含输入层、隐含层和输出层。输入层——监测得到的信息；隐含层——如同神经元，由此形成含信号及权值的非线性函数关系；输出层——输出结果（故障类型）。

在人工神经网络中，人工神经元模拟了脑神经的基本特性，按不同的权重接收其他神经元传递来的信号，输出加权和信号的非线性函数值。

当输出单元的输出与期望不符时产生误差信息，据此信息修改各神经元的权值和预置，即令网络不断学习，使误差减小。当实际输出与期望输出之差小于规定数值时，学习过程结束。

人工智能专家系统　根据监测数据、历史数据、同类设备的数据，结合模糊诊断、人工神经网络等先进技术，模拟人类专家的经验及推理过程的计算机程序系统。

推理机和控制机是专家系统的核心。知识库是通过对专家经验知识分析总结后形成的规则集，可单独存于一个磁盘文件，运行时由系统调入内存；知识管理系统是对知识库进行删除、修改及增添新规则等操作的人机接口程序，常存于内存；数据库是用于存放监测数据以及推理中间结果的数据文件，类似于知识库，平时存入一个磁盘文件，系统运行时调入内存；数据库管理系统是进行数据库操作的人机接口程序，常存于内存；解释系统是向用户解释推理过程的接口程序，包括说明推理过程用到的规则以及结论的自然语言解释等，常驻于内存。

发展趋势　运用并完善专家系统是变电站电气设备故障诊断技术的发展方向。进一步提高和完善专家系统，使故障诊断具有更高的准确性和科学性将从两方面发展：①要有完善的知识库，需要大量专家知识和运行、维修经验的积累，收集诊断案例，积累现场诊断分析数据来完善专家系统，使诊断专家系统更准确地进行故障诊断。②要依赖诊断技术的发展和完善，传统的阈值诊断法具有较多的局限性，模糊推理和人工神经网络等诊断方法的引入可提高诊断水平，使其更具科学性。随着电气设备在线监测方法及系统的发展，监测系统分为二层或三层式监测结构，电气设备的故障也可分级诊断，在较低层（设备层）实现初级的故障诊断，在较高层（站控层）实现综合、深入的诊断。（见变电站电气设备在线监测）

参考书目

王昌长，李福祺，高胜友．电力设备的在线监测与故障诊断．北京：清华大学出版社，2006.

徐青山．电力系统故障诊断及故障恢复．北京：中国电力出版社，2007.

biandianzhan dianqi shebei zaixianjiance

变电站电气设备在线监测　(on-line monitoring for transformation equipment)　使用检测装置以实现变电站电气设备运行状态特征量实时记录的技术。在线监测技术对象涵盖了变电站中的绝大多数电气设备，包括变压器类设备、高压开关设备、气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）、电容型设备、避雷器等。

变压器类设备在线监测　变压器类设备主要指充油的电力变压器和电抗器，常见的监测参量有油中溶解气体、局部放电、铁芯接地电流、油中微水、绕组变形、绕组温升等。

油中溶解气体监测　变压器类设备出现故障时，内部的绝缘油在热和电的作用下逐渐裂解成 H_2、CO、CH_4、C_2H_6、C_2H_4、C_2H_2 等低分子气体，通过分析气体的类别、浓度及变化趋势，判断设备可能存在的故障。油中溶解气体分析一般有三组分法和全组分法两种方法，前者适合于早期预警，后者适合于色谱发现异常需要跟踪的测试。

局部放电监测　主要有脉冲电流法、超声波法、超高频法等。脉冲电流法是将检测阻抗接入到测量回路中，通过检测设备的脉冲电流获得视在放电量，测量灵敏度高，但抗干扰能力差。超声波法是用置于油箱壁上的超声波传感器接收信号，确定局部放电的大小和位置，由于传感器抗电磁干扰能力较差，灵敏度很低，主要用于定性地判断局部放电信号的有无。特高频法是通过测量设备内部局部放电所产生的特高频电信号，实现局部放电的检测、定位，其抗干扰能力强，外置传感器灵敏度低，测量误差大，内置传感器灵敏度高，但对设备本体设计有一定影响。

铁芯接地电流监测　传统的判断变压器铁芯是否存在多点接地的方法主要有测量铁芯对地绝缘电阻、气相色谱分析、定期利用钳形电流表测量地线电流等。这些方法在现场应用广泛，但存在不能及时发现铁芯多点接地故障、不能定量进行状态监测等不足。此外，还有一种利用有源小电流传感器进行铁芯接地电流测量的新型测量技术，该技术测量精度较高，可以实现对变压器铁芯接地的实时或定时准确监测

和历史数据的存储。

油中微水监测　主要有两种技术手段：①采用催化燃烧测试技术测量油中游离氢的含量和微水含量。②设置在线微水测量传感器，该传感器以电容作为敏感元件，利用油、水介电常数的差别，当水的含量变化时，油和水的混合物的介电常数发生变化，则相应的电容发生变化，如果把电容接入电磁谐振工作电路中，那么可从谐振频率的变化检测出电容的变化量，即求出水的含量。

绕组变形监测　对在机械力或电动力的作用下，绕组的尺寸或形状发生的不可逆转的变化的监测。造成变压器绕组变形的主要原因有：①变压器绕组承受不住其运行中遭受的各种短路故障的冲击，尤其是变压器出口或近距离短路故障引起的巨大冲击；②变压器在运输和安装过程中发生的意外碰撞。绕组变形的状态监测技术主要有低电压脉冲法、短路阻抗法、频率响应法和振动检测法等。

绕组温升监测　主要是光纤测温法，利用光纤温度传感器对变压器绕组温度进行实时监测并判断其运行状况。

高压开关设备在线监测　高压开关设备主要包括开关柜、断路器、隔离开关、接地开关等电气设备。

常用的高压开关柜在线监测参量有局部放电和触头温升。触头温升的在线监测方法有红外测温法、光纤测温法和无线网络测温法等。

断路器常用的在线监测参量有灭弧室电寿命、机械特性、局部放电、六氟化硫气体（SF_6）特性或真空度等。灭弧室电寿命一般以触头在开断电流时的磨损来衡量，电寿命状态监测技术还不成熟。机械特性在线监测主要通过各种传感器来监测断路器分合闸线圈电流、行程和速度以及机构振动时的振动信号，其中分合闸信息状态监测已经逐渐开始应用于工程中，但对于振动信号的分析仍然处在研究和试验阶段。断路器的局部放电监测主要有超声波和超高频两种方法。SF_6 气体特性在线监测主要是对断路器灭弧介质 SF_6 气体的密度、压力、微水含量等进行监测。对真空断路器，常见的真空度在线监测方法有屏蔽罩电位法、电光变换法、耦合电容法、脉冲电流法、三相桥法等。

隔离开关主要在线监测参量是触头温升，常用的在线监测方法是红外测温法。

GIS 在线监测　GIS 在线监测的参量有各气室（断路器、隔离开关、接地开关、母线）SF_6 气体特性、局部放电、断路器机械特性等。SF_6 气体监测主要采用传感器监视气室的温度、压力、密度及含水量，及时掌握 GIS 的气体状态。通过在 GIS 各气室安装局部放电传感器，可以确定局部放电的强弱及位置。GIS 内的断路器机械特性在线监测原理、要求和内容与上述敞开式断路器基本相同。对于户内 GIS 配电装置，为保证检修或临时巡检人员的安全，一般还要考虑增加 SF_6 气体泄漏的在线监测。

电容型设备在线监测　电容型设备包括电流互感器、电容式电压互感器、电容器、电容套管等。电容型设备在线监测的主要内容是其绝缘结构，监测的特征量有介质损耗因数、电容、流过绝缘的电流等。介质损耗因数是介质损耗引起的有功电流分量和设备电容电流之比，它对发现绝缘的整体优劣较灵敏，但不易发现局部缺陷。通过测量绝缘的电容或绝缘电流，则可以发现严重的局部缺陷，但是发现缺陷的灵敏程度同绝缘损坏部分的比例有关。

避雷器在线监测　金属氧化锌避雷器（MOA）在运行中阀片将逐渐劣化和受潮，泄漏电流增大，其中阻性电流分量将使阀片温度上升，形成热崩溃，严重时将导致 MOA 损坏或爆炸。MOA 在线监测参量主要有泄漏电流和阀片温度。

泄漏电流在线监测分为全电流测量和阻性电流测量两种方法。全电流测量法假定 MOA 泄漏电流的容性分量基本保持不变，认为其总电流的增加在一定程度上反映阻性电流分量的增长情况，在 MOA 接地端串接交流毫安表，流过毫安表的电流可视为总泄漏电流。该法主要优点是方法简便，适用于受潮劣化的判断，缺点是对发现 MOA 的早期老化不灵敏，且易受外界干扰。阻性电流测量法包括补偿法、基次谐波法和 3 次谐波法 3 种方法，其中补偿法是根据阻性泄漏电流与容性泄漏电流的正交性原理，通过调节使得阻性分量和容性分量正交，完全补偿掉总泄漏电流中的容性成分，即可测得阻性电流。基次谐波法的主要原理为：在正弦波电压的作用下，MOA 的阻性电流中只有基波电流做功产生功耗，无论谐波电压如何，阻性基波电流都是一个定值，因此全电流经数字谐波分析，提取基波进行阻性电流分解，即可得到阻性电流的基波，根据阻性电流基波所占比例的变化来判断 MOA 的工作状况。3 次谐波法的基本工作原理为：由于 MOA 良好的非线性特性，全电流中的阻性分量不仅包含基波，而且还有 3 次、5 次和更高的谐波，阻性电流与各次谐波之间存在一定的比例关系，故通过测量三次谐波阻性电流的大小，可得到总的阻性电流值。

阀片温度的在线监测主要有两种方式：①利用光纤将温度信号传输到信号接收器进行研究；②将温度传感器直接放在 MOA 上进行远程温度测量，系统的主控元件是无线声波温度传感器，不需要能量供给和与环境的硬连接。

发展趋势　经过数十年的研究和实践，变电站电气设备在线监测技术取得了很大进展，部分技术已经在变电站中得到了推广和应用，例如变压器油中溶解气体在线监测、氧化锌避雷器泄漏电流在线监测等。但是总的来说，变电站电气设备在线监测技术还不成熟，运行中各种在线监测系统的误报、漏报现象时有发生，在线监测技术还需进一步积累经验，可靠性还需进一步完善和提高。

参考书目

黄海波．变电设备在线监测与故障诊断．北京：中国电力出版社，2010.

biandianzhan fanghuo yu fangbao

变电站防火与防爆

(fire protection and anti-explosion of substation)　对变电站中充油电气设备、电缆、建筑物和构筑物采取的防火与防爆技术及措施。变电站防火与防爆问题越来越受到世界各国普遍的重视，从电气设备制造上减少或者取消充油部件、选用阻燃防爆新型材料是当今的发展趋势。此外，在越来越多的变电站中将安装高科技的自动火灾报警系统和自动灭火装置。

要求　包括：①在设备选型上从防火、防爆的要求出发，贯彻设备无油化的原则。例如选择气体绝缘金属封闭开关设备、六氟化硫断路器及六氟化硫绝缘电流互感器、真空

断路器、金属封闭开关设备、干式变压器及干式空芯电抗器、交联聚乙烯电缆、防酸隔爆密封电池等电气设备。②采用非燃烧体或难燃烧体的建筑材料。③保持所需的防火和防爆距离。④用砂和化学灭火器进行灭火。⑤设置防火、防爆墙或门以及蓄油、挡油、排油设施，以防止火灾蔓延扩大。⑥考虑发生火灾时人员的安全疏散条件。⑦设置报警装置，以便能及时发出信号。对重要的变电站需设置自动灭火系统。

措施　包括：①设置自动火灾报警系统。它具有自动探测火情、发出报警信号及正常巡检报警系统工作状态等功能。对于大型屋内配电装置通常设置自动水喷雾灭火或其他自动灭火装置。②在大型变电站，例如500kV变电站内通常都设置由地下蓄水池、消防水管道和消防栓等组成的水消防系统。在各种生产建筑物和附属建筑物内均配置CO_2、干粉手提式或推车式灭火器。③长度大于7m的配电装置室要求设两个出口，长度大于60m时再增加一个出口，以保证事故时人员能迅速离开现场。配电装置室的门应为向外开的防火门，相邻配电装置室之间的门应能向两个方向开。此外，变电站主控通信楼中的主控制室、电缆层和底层的出口也不能少于两个，但第二层以上的第二个安全出口通常设在通向室外楼梯的平台处。④变电站内要求有环形的消防通道，以便事故时消防车辆通行。⑤油浸变压器之间的净距应满足防火间距的要求。当屋外变压器的油量超过2500kg又无防火墙时，要求35kV及以下的防火净距不能小于5m，110kV时不能小于8m，220kV及以上时不能小于10m。如防火净距小于这些数值，则要求在两台变压器之间设置防火墙，当变压器的油量较大时，通常采用水喷雾等灭火措施，这种措施在中国500kV变电站中已得到较广泛的采用。⑥电缆防火措施（见电缆防火）。

biandianzhan fuzhu sheshi

变电站辅助设施　(auxiliary facilities of substation)

变电站内除了主变压器、配电装置、主控通信楼、水工设施以外的其他生产性设施的总称。一般包括备品备件库、储油设施等。在500kV及以下的变电站中，一般不单独设置辅助设施，而将它们集中在供电部门内，统一使用。只有在中国各大电力系统的第一批330～1000kV变电站以及远离城市的供电部门设置辅助设施，边远地区的330～1000kV变电站经过充分论证，确实需要时才考虑单独设置辅助设施。

备品备件库　存放高压电气设备备品及检修备件的设施。备品备件库通常按区域存放易损且常用的设备配件，如高压套管、绝缘子、易损设备件及专用检修设备。备品备件库面积及高度通常由存放备品备件的尺寸、重量及数量决定。库房内设置桥式起重机或梁式悬挂吊车，起重机的起吊重量和起重机吊钩的对地高度按起吊最长的高压套管考虑。

储油设施　储存油的一种装置。分固定式和活动式两种：①固定式。将绝缘油箱固定安装在户外基础上，在油箱之间设置固定连接管道，在绝缘油箱四周设置挡油设施。固定式绝缘油箱通常布置在油处理室附近，离高压配电装置较远。②活动式。在高压配电装置附近平时没有绝缘油箱，进行油处理时才将绝缘油箱运到现场。绝缘油箱四周不设任何挡油设施，通常它离充油设备比较近，敷设临时管道比较短，使用较方便，故采用较多。

biandianzhan gongpin cichang

变电站工频磁场　(power frequency magnetic fields in substations)　变电站运行时带电导体中流动的工频负荷电流在周围广大空间产生的磁场。可采用磁场强度或磁感应强度矢量来描述工频磁场的方向和大小，磁场强度的单位为安/米（A/m），磁感应强度的单位为特（T）。在日常生活中遇到的磁场通常是毫特（mT）或微特（μT）级。在空气中，1A/m的磁场强度相当于1.257μT的磁感应强度。可通过给出地面或离地不同高度的磁场强度等值线、大于某一磁场强度值的高场强区域或给出典型间隔和设备纵向或横向磁场强度分布来表征变电站的工频磁场分布。

变电站工频磁场的分布和大小主要与载流导体分布以及导体内的电流大小有关。预估新建变电站工频磁场的水平和分布，通常有两种方法：①将变电站按一定比例缩小，所加电流也按比例缩小，用模拟试验的方法来预测；②采用数值计算。

变电站工频磁场测量重点区域为变电站内巡视走廊、各电压等级的进出线间隔、低压电抗器和电容器附近，变电站围墙外附近。

关于工频磁场长期作用的生态效应，可参见低频电磁场生物效应。

从保护站内职业人员的健康角度出发，站内大部分区域宜采用国际非电离辐射防护委员会（ICNIRP）1998年导则推荐的工频磁感应强度职业曝露限值500μT。正常工作时变电站内低压电抗器和电容器附近磁场较大，可以增加围栏。

减小变电站工频磁场水平，主要采用合理安排带电体的排列以及并列或重叠回路的相序等措施，从结构布置上减小地面磁场强度，还可适当提高带电体对地高度。

biandianzhan gongpin dianchang

变电站工频电场　(power frequency electric fields in substations)　变电站运行时各种带电导体上的电荷和在接地架构上感应的电荷在变电装置所在处广大空间产生的交变电场。电场强度的单位通常用伏/米（V/m）或千伏/米（kV/m）表示。由于变电站内带电导体纵横交错，带电设备和接地架构多种多样，变电站内的工频电场是一个复杂的三维场分布，它的表征、计算和测量比交流输电线路工频电场复杂。

变电站工频电场的分布可通过给出地面或离地不同高度的电场强度等值线、大于某一电场强度值的高场强区域或给出典型间隔和设备纵向或横向电场强度分布来表征。

新建变电站的工频电场分布常用缩尺模拟法和数值计算法来预估。缩尺模拟法是将变电站按一定比例缩小，所加电压也按比例缩小，用模拟试验的方法来预测工频电场分布；数值计算法是采用电场数值计算的方法预测工频电场分布。数值计算法可以得出较为准确的计算结果。

测量变电站工频电场应选用三维电场测量仪器，测量的重点区域包括变电站内巡视走廊、各电压等级的进出线间隔、主要电气设备（如主变压器、电抗器、断路器和隔离开

关等）附近、变电站围墙外附近。

对于 330kV 及其以上电压等级的变电站，变电站工频电场的限值是设计时应考虑的主要条件之一。确定工频电场的电场强度限值除要考虑暂态电击和稳态电击外，还要考虑工频电场长期作用可能的生态效应（见低频电磁场生物效应）。由于变电站工作人员通常均具有防止暂态电击和稳态电击的知识，且每天在较高电场强度区域中停留的时间很短，因此世界各国通常将变电站内工频电场的限值定为一般区域 10kV/m，个别区域 10～15kV/m。

为满足变电站工频电场的限值要求，除适当提高带电体对地高度外，还可以从结构布置上减小工频电场，例如采用合理安排带电体的排列以及并列或重叠回路的相序等措施。

biandianzhan (huanliuzhan) dianci saorao

变电站（换流站）电磁骚扰 (electromagnetic disturbance in substation or converter station) 任何可能引起变电站（换流站）装置、设备或系统性能降低的电磁现象。变电站（换流站）电磁骚扰主要是变电站（换流站）开关操作、短路故障、遭受雷击时产生的瞬态电场、瞬态磁场、瞬态地电位升及其耦合到二次系统端口的瞬态电压和瞬态电流。这些电磁骚扰可能会对以微电子技术和计算机技术为基础开发的对电磁骚扰敏感的保护、控制、通信等二次设备的正常工作产生影响。轻则会使其工作特性变差、保护拒动或误动，重则会使重要信息丢失或使二次系统瘫痪，这些都将直接影响变电站（换流站）的安全和可靠运行。

骚扰源分类 主要有：①隔离开关和断路器的操作。这些操作在母线或线路上引起含有很宽频率分量的电压和电流衰减振荡波，这些电压和电流在母线或线路周围空间产生瞬态电场和瞬态磁场，同时还通过连接在母线或线路上的电压互感器或电流互感器等测量设备直接耦合至二次系统。②雷击线路、构架和控制楼。直接雷击会有相当大的雷击电流流入变电站接地网，并在接地网上产生地电位升高，当二次电缆的屏蔽层在接地网不同地点接地时，不同接地点之间的地电位差就会导致很大的瞬态电流流过二次电缆屏蔽层，从而在二次电缆的芯线中感应出骚扰电压。③系统短路故障。短路电流流入接地网，也会产生类似于变电站遭受雷击时在接地网产生的地电位升高，进而在二次电缆的芯线中感应出骚扰电压。④工频磁场和恒定磁场。变电站内的母线、变压器和电抗器等设备中的工频电流产生工频磁场，换流站直流极导线等设备中的直流电流产生恒定磁场，这些磁场可能会对基于电子束类的显示设备和基于霍尔效应的测量设备产生电磁骚扰，并影响其工作性能。⑤局部放电（电晕、沿面放电等）。一次设备高压带电导体的电晕、沿面放电及其内部绝缘缺陷产生的局部放电，会产生频率较高（可达 30MHz）的电磁辐射，通过空间耦合到保护、控制、通信等二次设备引起电磁骚扰。⑥二次系统中的开关操作。对二次系统感性负载操作时，会在二次设备的信号、控制、电源以及接地端口上产生频率较高（1～10MHz）的电压快速瞬变脉冲群。⑦电源波动。供电电压波动、暂降、短时中断、频率变化及谐波对保护、控制、通信等二次设备的电源产生电磁骚扰等。⑧换流阀通断。换流站正常运行时，换流阀的周期性通断将会产生高次谐波电流和电磁辐射，可能对保护、控制、通信等二次设备产生电磁骚扰等。

特性 变电站（换流站）常见的电磁骚扰由隔离开关和断路器操作产生，呈现脉冲群波形，单个脉冲类似于阻尼振荡波，衰减时间和振荡频率与电路结构有关。断路器操作产生的典型脉冲群持续时间为几微秒（μs）到几十微秒（μs），隔离开关操作产生的典型脉冲群持续时间为几毫秒（ms）到几十毫秒（ms）。对 AIS 变电站（换流站），典型频率为几十千赫（kHz）到几兆赫（MHz），对 GIS 变电站（换流站），典型频率为几十千赫（kHz）到几十兆赫（MHz）。为保证变电站（换流站）安全运行，应针对其电磁骚扰特性，对进站设备进行相应的电磁兼容试验考核。

测量方法 变电站（换流站）各种骚扰源主要通过传导和辐射向周围传播，对于传导型电磁骚扰的测量，一般用宽频电压或电流探头测量相应端口的电压和电流；对于辐射型电磁骚扰的测量，一般用宽频电场或磁场探头测量空间辐射的电场或磁场，测量探头与示波器相连。为了完整地记录瞬态干扰过程并保证波形不失真，连线应尽可能短，示波器的采样率、带宽和存储深度的要求较高，同时应对测量系统进行屏蔽。通常采用单次触发来捕获时域骚扰波形，并对波形进行快速傅里叶分析，以便获得变电站（换流站）电磁骚扰的波形、幅值和频率等特性参数。

biandianzhan (huanliuzhan) dianci saorao dui baohu yu kongzhi xitong de ouhe

变电站（换流站）电磁骚扰对保护与控制系统的耦合 (electromagnetic disturbance to be coupled to protecting and control systems in substation or converter station) 变电站（换流站）电磁骚扰由骚扰源传播并影响保护与控制系统的方式。变电站（换流站）特别是其中的高压开关场是电磁环境非常恶劣的场所，自然和人工操作可能产生严重的电磁骚扰，这些电磁骚扰可通过各种电磁耦合路径进入变电站（换流站）的保护与控制系统形成电磁干扰，从而引起控制操作混乱，甚至设备损坏等，造成严重后果。

电磁骚扰的产生和传播 变电站（换流站）内的电磁骚扰源有高压开关设备的操作切换、遭受雷击、短路接地、保护与控制回路切换、人员及邻近物体的静电放电、无线电设备以及换流站内换流阀导通和关断过程中产生的射频电磁场辐射（见辐射耦合）。产生的电磁骚扰量有上升速度为微秒级的电浪涌、频率为兆赫级的振荡波（频率为 100kHz～1MHz 以上的振铃波或阻尼振荡波）、电快速瞬变脉冲群（单个脉冲约 5/50ns、重复频率为 5kHz 或 100kHz）、静电放电产生的纳秒级浪涌、射频电磁场辐射以及工频、脉冲和阻尼振荡磁场等。

变电站（换流站）电磁骚扰的传播及对保护与控制系统的耦合方式是很复杂的，但其主要的耦合方式可用比较简单的模型来说明。这些耦合可分为传导耦合、感应耦合（近场）和辐射耦合（远场）三类：①传导耦合主要是共阻抗耦合，发生于骚扰源至敏感设备的回路或保护与控制系统信号回路存在共同路径的情况。②感应耦合主要是就近的骚扰源

（骚扰传播距离小于其波长）产生的电场或磁场在敏感电路中感应产生电压和电流的情况，包括容性耦合（电场感应）和感性耦合（磁场感应）。③辐射耦合主要是射频电磁场通过自由空间远距离（骚扰传播距离远大于其波长）辐射传播的情况。

变电站（换流站）电磁骚扰的传播和对保护与控制系统的耦合不仅与骚扰源及保护与控制系统的布局结构有关，而且与骚扰源的频率有密切关系。同一耦合路径对高频骚扰和低频骚扰的特性显著不同，例如杂散电容对低频骚扰信号不太敏感。图1是变电站（换流站）内主要电磁骚扰的传播及对保护与控制系统的耦合示例。

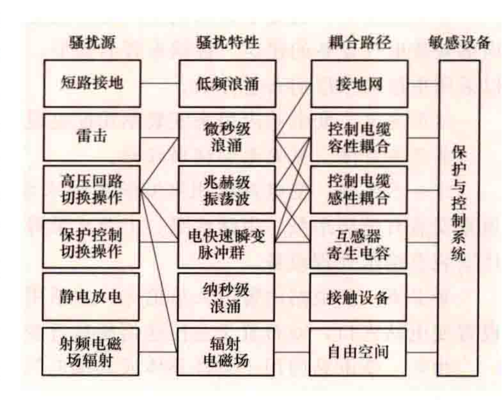


图1 变电站（换流站）内主要电磁骚扰的传播及对保护与控制系统的耦合

高压开关场电磁骚扰的耦合机理 在变电站（换流站）内，由高压开关场连至继电保护室内保护与控制系统的电缆及其屏蔽层是电磁骚扰传播的主要途径。图2是高压回路开关切换产生的电磁骚扰耦合至屏蔽电缆的情况，包括容性耦合、感性耦合、传导耦合、辐射耦合等。

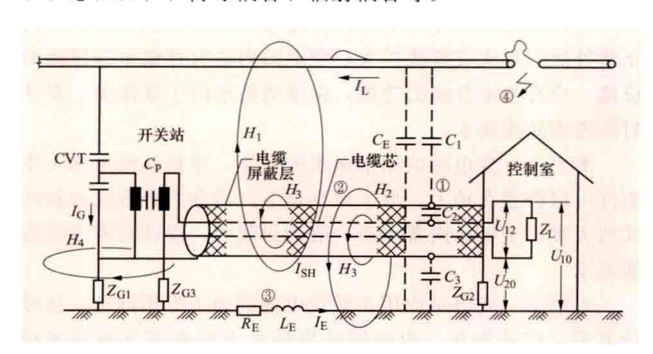


图2 高压开关站电磁骚扰量的耦合机理

①—容性耦合；②—感性耦合；③—传导耦合；④—辐射耦合

U_{12}、U_{10}、U_{20}—二次回路导线间电压及对地电压；

I_L，I_G，I_E，I_{SH}—高压导体电流、接地电流、地中电流和屏蔽层电流

（1）容性耦合。由高压开关操作产生的电磁骚扰，通过杂散电容 C_E 入地，同时通过杂散电容 C_1 耦合至屏蔽电缆的屏蔽层，在屏蔽层上感应的电压值与 C_1 的容抗 X_{C1} 和屏蔽层对地阻抗 Z_G（包括屏蔽层对地杂散电容 C_3 的容抗和接地阻抗 Z_{G1}、Z_{G2}等）有关，由于 Z_G 一般远小于 X_{C1}，屏蔽层上感应的电压接近地电位。屏蔽层通过杂散电容 C_2 与芯线耦合，当不考虑芯线端部的外部连接情况时，芯线与屏蔽层的电位应相同，如芯线另有接地阻抗 Z_{G3}时，屏蔽层电压将通过 C_2 及 Z_{G3} 串联分压，而在芯线上形成干扰电压。高压导体上的电磁骚扰还将通过电容式电压互感器 CVT 入地，并通过CVT的一、二次绕组之间的杂散电容 C_p 耦合至保护与控制回路。

（2）感性耦合。经由高压导体的电磁骚扰等通过磁场 H_1 耦合、由CVT高压电路入地的骚扰电流通过磁场 H_4 耦合，在屏蔽电缆的芯线和屏蔽层中感应出纵向电压，屏蔽层（如两端接地）的感应电流及地中电流分别通过磁场 H_3 及 H_2 在电缆芯线中感应出相反的电压。

（3）传导耦合。CVT接地电流 I_G 部分经 Z_{G1} 入地，部分将流过屏蔽电缆的屏蔽层。此外，通过地中的电流由于接地网阻抗（R_E、L_E）产生地电位差，也将在屏蔽电缆的屏蔽层中产生电流。屏蔽层中电流则通过磁场 H_3 耦合，在电缆芯线上形成干扰。

（4）辐射耦合。由高压开关操作产生的瞬态电磁场经自由空间直接耦合至保护与控制系统。

高压变电站（换流站）的保护与控制电缆一般采用屏蔽电缆并将屏蔽层两端接地。屏蔽层对感应耦合的直接影响有良好的抑制作用。但由于各种耦合、地电位差等原因，在屏蔽层中产生的电流则成为对保护与控制回路产生干扰的主要原因。流过屏蔽电缆屏蔽层的电流对电缆芯线的干扰影响物理过程是比较复杂的，由此产生的干扰电压的大小一般可用“屏蔽电流×屏蔽电缆转移阻抗×电缆长度”来表征（见屏蔽电缆接地）。

抑制耦合的措施 降低变电站（换流站）电磁骚扰对保护与控制系统的干扰，主要在于如何采取措施抑制其对保护与控制系统的耦合效应。一般可根据具体情况采用措施：①隔离。如采用光电隔离、接点隔离或变压器隔离等。②屏蔽。如采用屏蔽电缆或有屏蔽作用的装置和建筑物等。③接地。如屏蔽接地和保护与控制系统妥善接地，避免共阻抗耦合等。④滤波。如采用电容（低通）滤波器、高频扼流器或RLC组合滤波器等。⑤限幅。如采用放电器、压敏电阻和硅雪崩二极管等。⑥恰当布线。如远离骚扰源、电路的输出和返回导线尽量靠近、采用双绞线等。在实际工程中往往需要综合采取以上措施解决具体问题。

biandianzhan jishu jingji zhibiao

变电站技术经济指标 (technical & economical indexes of substation) 变电站工程设计中衡量其技术经济效果的概括性数字，用作宏观比较、概括估计和投资分析。

变电站技术经济指标首先取决于输电系统方案的优化和电力网的合理布局，表现在输电与配电的协调发展，上下级电压的配合恰当，以及电力网规划中变电站的数量和位置选择等方面，使设计中的变电站在下一级电压网络中能发挥中枢和支撑作用。同时，变电站规划容量与本期设计容量的确定、主变压器的选择、配电间隔数量的研究和补偿装置的要求，都对变电站工程的技术经济性起主导作用。此外，变电站建设的外部条件、站内建筑物面积和标准等，也影响变电站的技术经济指标。

通过电力网可行性研究，对建设项目的计划任务作出决策，并确定工程建设规模之后，变电站工程本身的技术经济性可以用变电站建设总投资、单位容量投资、配电间隔投资、补偿装置投资、通信设施投资、站区占地面积指标、场地利用系数以及建筑系数等指标表示。

变电站建设总投资 变电站建设的综合投资费用。总投资

的工程性质构成包括主要生产工程建设投资、辅助生产工程建设投资、生活福利工程建设投资、场地准备费用投资、生产准备费用投资和其他工程及费用投资。总投资的费用性质构成包括建筑工程费用投资、设备购置费用投资、安装工程费用投资和其他费用投资。从投资构成上对总投资进行分析，其目的是研究各项投资分配比例的合理性，并掌握其经济规律。

变电站建设单位容量投资　衡量变电站工程造价经济合理性的主要指标之一。单位容量投资是指变电站工程每千伏·安建设规模的综合投资。

单位容量投资［元/(kV·A)］＝变电站工程建设总投资（元）/变电站设计容量（kV·A）

变电站建筑与安装工程造价计算，包括各自工程的直接费、其他直接费、间接费、计划利润和税金。

不同电压的配电间隔投资　包括设备购置费用、建筑工程费用、安装工程费用和其他有关费用的投资。配电间隔投资指标用于分析、研究和考核其投资比例的合理性。

补偿装置投资　包括设备购置费用、建筑工程费用、安装工程费用和其他有关费用的投资。补偿装置的投资指标用于分析、研究和考核其投资比例的合理性。

通信设施投资　包括设备购置费用、建筑工程费用、安装工程费用和其他有关费用。通信设施投资指标用于分析、研究和考核其投资比例的合理性。

站区占地面积指标　主要是指单位容量占地面积。

单位容量占地面积［m^2/(kV·A)］＝变电站围墙内占地面积（m^2）/变电站容量（kV·A）

biandianzhan jian (gou) zhuwu

变电站建（构）筑物

(building and structure of substation)　包括建筑物和构筑物两大类。其中建筑物一般有主控通信楼、继电器小室、配电装置室、站用电室、备品备件库、综合水泵房、警卫室等；构筑物一般有构架、设备支架、事故油池、蓄水池、电缆沟等。

主控通信楼　变电站中的主要建筑物。在主控通信楼的主控室中布置有变压器、线路、母线等主要电气元件的控制、信号、测量、保护、自动装置、变电站二次回路电源和通信设备等。

根据变电站在电力网中的作用、主变压器容量和电气设备数量等因素，设置主控通信楼或单层主控室。枢纽变电站和区域变电站通常都设置主控通信楼，建筑形式有两层楼式或三层楼式。在地区变电站中，配电装置的电压较低，电气设施较少，通常只设单层主控室，其他房间则与主控室相连布置。

主控通信楼是变电站的控制中心。330kV及以上变电站中的主控通信楼为多层建筑，楼内除有主控室外，还有计算机室、蓄电池室，以及值休和办公等处所。主控通信楼位置的要求是：①考虑超高压配电装置高电场产生的噪声、静电感应和电晕无线电干扰的影响因素，一般将主控通信楼布置在变电站的站前区附近。②运行人员在主控室内能方便地观察屋外配电装置中电气设备的运行情况。③由于运行人员需要定时巡视检查主要设备，因此主控通信楼位置要有利于选择最佳巡视路径。④各级电压的配电装置与主控通信楼之间有大量电缆连接，所以主控通信楼需位于电缆敷设长度短和用量少的地方。

继电器小室　变电站中继电保护和安全自动装置通常布置在主控通信楼内的继电器室。当220～1000kV配电装置中线路较多且离主控通信楼较远时，继电保护和安全自动装置也可以就地布置在高压配电装置中继电器小室内。但是对继电保护小室应采取密封防潮、温度调节和抗干扰等措施。对110kV以下屋内配电装置，也可以布置在配电装置室内。

配电装置室　当变电站采用屋内配电装置时，用来在其内部安装电气设备的建筑。根据布置的需要，配电装置室可以采用单层或多层的布置方案。

站用电室　变电站内用来安装站用配电设备的房间。

备品备件库　见变电站辅助设施。

综合水泵房　变电站内用来安装各种水泵设备的房间。通常安装有消防水泵、生活水泵、工业水泵等给水泵，有时还安装有给水处理设备。

警卫室　变电站内警卫人员值守、生活用房间，可单独设置变电站入口，或布置于主控通信楼靠近变电站入口处。

构架　变电站内用于悬挂导体或其他电气设备的刚性结构及其组合。

构架柱一般采用A字形钢管柱、角钢或钢管格构式柱、A字形钢筋混凝土环形杆和钢管混凝土柱等结构型式；构架梁一般采用单钢管梁、三角形或矩形断面的格构式钢梁等结构型式。梁柱间连接可采用铰接或刚接。

设备支架　变电站内用于支撑导体或开关设备及其他电气设备的刚性结构及其组合。设备支架选择宜与构架的结构型式相协调，一般采用钢管支架、角钢或钢管格构式支架、钢筋混凝土环形杆支架和钢管混凝土支架等结构型式。

事故油池　用于主变压器等充油电气设备损坏后，为防止油外泄引起火灾事故扩大，变电站内临时存储事故排油的设施，应有油水分离的功能，保证消防水的正常排出。设计时需考虑防渗要求。

蓄水池　变电站内用来蓄水的设施，根据其地形和土质条件可以修建在地上、地下或半地下，即分为开敞式和封闭式两大类，变电站内蓄水池一般为封闭式，设计时需考虑防渗要求。

电缆沟　变电站内用于敷设电缆的地下专用通道。按设计要求开挖并砌筑，沟的侧壁焊接承力角钢架并按要求接地，上面盖以盖板。通常采用钢筋混凝土结构、混凝土结构和砌体结构三种结构形式。

biandianzhan jiedi

变电站接地

(grounding system of substation)
见电气装置接地。

biandianzhan keting zaosheng

变电站可听噪声

(audible noise at substations)　变电站电气设备及其附属设备在运行中因电磁力、机械振动、气体动力和电晕放电产生的可听噪声。单位通常用分贝（安）［dB(A)］表示。变电站可听噪声具有声级高、频带较宽和持续性的特点。

主要噪声源　在变电站内，电力变压器、高压并联电抗器和通风冷却设备是可能的主要噪声源。

电力变压器噪声　变压器噪声源包括铁芯、绕组和冷却装

置。铁芯产生噪声的原因是构成铁芯的硅钢片在交变磁场的作用下，会发生微小的变化（即磁致伸缩），磁致伸缩使铁芯随励磁频率的变化做周期性振动。绕组产生振动的原因是电流在绕组中产生电磁力和漏磁场电磁力（和振动幅值）与电流的平方成正比，而发射的声功率与振动幅值的平方成正比。因此，发射的声功率与负载电流有很明显的关系。冷却装置噪声包括风扇和油泵噪声，来自于冷却风扇和变压器油泵在运行时产生的振动，但变压器油泵产生的噪声通常可忽略。另外，变压器本体的振动有时也可能通过绝缘油、管接头及其装配零件等传递给冷却装置，使振动加剧，辐射的噪声加大。

高压并联电抗器噪声　变电站中并联电抗器可分为空芯电抗器与铁芯式电抗器两类，电抗器根据种类不同，噪声频谱会有所差异。铁芯式电抗器具有容量大、体积小等优点，被广泛应用在超高压输电工程中。铁芯式电抗器的铁芯柱分段，使分段铁芯之间存在着磁吸引力。这些磁吸引力引起额外的振动和噪声，其噪声一般要比同容量变压器高出 10dB（A）左右。如果电抗器铁芯未采取很好的降噪措施，则由铁芯发出的噪声可能在整体噪声中所占比例更大。电抗器的噪声频谱中主要是低频分量，高频分量要比变压器略小，且 100Hz 处的声级较为突出。

除主要噪声源外，变电站内低压电抗器和低压电容器在运行中也会产生噪声，但噪声水平较低。由站内带电导体电晕放电引起的电晕噪声水平相对也较低。断路器在正常运行中噪声很小，但操作时噪声很大，属偶发噪声。

噪声限值　变电站站界噪声限值按照 GB 12348《工业企业厂界环境噪声排放标准》规定执行。变电站周围民房处的噪声限值按照 GB 3096《声环境质量标准》规定执行。

噪声治理　变电站的噪声水平与站内设备的噪声水平、布置方式密切相关。减少噪声污染主要从声源和传播途径两方面采取措施。

噪声源控制　通过采用新工艺、新技术、新材料、新设备及密闭化措施，从声源上控制噪声，使噪声降低到对人无害的水平。如对主变压器和高压并联电抗器采取以下措施降低设备本体噪声：①采用高导磁硅钢片、改进叠装工艺；②严格控制铁芯尺寸；③在铁芯和油箱之间增加减振层；④采用低噪声散热器。

噪声隔离　利用建筑物、地形等资源，设置天然屏障，优化变电站布置；采用隔声屏、隔声罩/室（Box-in）等措施，把声源封闭在有限的空间内，使其与周围环境隔绝，但同时要考虑电气绝缘距离和散热等问题。

在变电站布置方面，宜将主变压器布置在站区中间，以尽量减小对站界噪声的影响；为减小其噪声对站内运行人员的影响，在主控通信楼靠近主变压器侧设置针对低频噪声的隔声窗。在采用技术措施控制设备本体噪声水平的同时，还应采取其他辅助降噪措施，如：①设备基础上铺设弹性垫减震；②设置隔声罩，对于噪声大的室内设备，可设置双层墙体，两层墙体上设置进、排风口，风口交错布置，双层墙体之间为空气隔音层，排风口管道上贴消音材料等。

biandianzhan leidian guodianya fanghu

变电站雷电过电压防护

(lightning protection of substation)　为保证变电站正常运行而采取的抑制雷电过电压的措施。变电站雷电过电压防护包括直击雷防护和雷电侵入波防护两个方面。

变电站直击雷防护　防止雷直接击到变电站内而造成站内设备损坏的措施。变电站直击雷防护可采用避雷针（导闪针）或架空地线（避雷线）。避雷针（线）的设立有两种方式：一种是设立在主厂房或户外配电架构上，另一种方式是设立独立的避雷针（线）。

变电站直击雷保护装置包括兼作接闪器的设备金属外壳、电缆金属外皮、建筑物金属构件等，其接地可利用变电站的主接地网，但应在直击雷保护装置附近装设集中接地装置。

独立避雷针（线）宜设独立的接地装置。在非高土壤电阻率地区，其接地电阻不宜超过 10Ω。当有困难时，该接地装置可与主接地网连接，但避雷针与主接地网的地下连接点至 35kV 及以下设备与主接地网的地下连接点之间，沿接地极的长度不得小于 15m。独立避雷针不应设在人经常通行的地方，避雷针及其接地装置与道路或出入口等的距离不宜小于 3m，否则应采取均压措施，或铺设砾石或沥青地面。

变电站架构或房顶上安装避雷针应符合的要求：110kV 及以上的配电装置，一般将避雷针装在配电装置的架构或房顶上，但在土壤电阻率大于 1000Ω·m 的地区，宜装设独立避雷针。否则，应通过验算，采取降低接地电阻或加强绝缘等措施；66kV 的配电装置，允许将避雷针装在配电装置的架构或房顶上，但在土壤电阻率大于 500Ω·m 的地区，宜装设独立避雷针；35kV 及以下高压配电装置架构或房顶不宜装避雷针。装在架构上的避雷针应与接地网连接，并应在其附近装设集中接地装置。装有避雷针的架构上，接地部分与带电部分间的空气中距离不得小于绝缘子串的长度；但在空气污秽地区，如有困难，空气中距离可按非污秽区标准绝缘子串的长度确定。装设在架构（不包括变压器门型架构）上的避雷针与主接地网的地下连接点至变压器接避雷线与主接地网的地下连接点之间，沿接地体的长度不得小于 15m。

在变压器门型架构上和在离变压器主接地线小于 15m 的配电装置的架构上，当土壤电阻率大于 350Ω·m 时，不允许装设避雷针、避雷线；如不大于 350Ω·m，则应在经方案比较确有经济效益，计算采取相应防止反击措施，至少遵守下列规定的情况下，方可在变压器门型架构上装设避雷针、避雷线：①装在变压器门型架构上的避雷针应与接地网连接，并应沿不同方向引出 3～4 根放射形水平接地体，在每根水平接地体上离避雷针架构 3～5m 处装设 1 根垂直接地体；②直接在 6～35kV 变压器的所有绕组出线上或在离变压器电气距离不大于 5m 条件下装设金属氧化物避雷器。高压侧电压 35kV 变电站，在变压器门型架构上装设避雷针时，变电站接地电阻不应超过 4Ω（不包括架构基础的接地电阻）。

110kV 及以上配电装置，可将线路的避雷线引接到出线门型架构上，土壤电阻率大于 1000Ω·m 的地区，应装设集中接地装置。35kV 和 66kV 配电装置，在土壤电阻率不大于 500Ω·m 的地区，允许将线路的避雷线引接到出线门型架构上，但应装设集中接地装置。在土壤电阻率大于 500Ω·m

的地区，避雷线应架设到线路终端杆塔为止。从线路终端杆塔到配电装置的一档线路的保护，可采用独立避雷针，也可在线路终端杆塔上装设避雷针。建议对于地网设计困难的，土壤电阻率特别高的地区，接地网和电缆外铠装连接起来。

独立避雷针、避雷线与配电装置带电部分间的空气中距离以及独立避雷针、避雷线的接地装置与接地网间的地中距离应符合的要求：

(1) 独立避雷针与配电装置带电部分、变电站电气设备接地部分、架构接地部分之间的空气中距离，应符合式 (1) 的要求

$$S_a \geqslant 0.2R_i + 0.1h \tag{1}$$

式中 S_a 为空气中距离，m；R_i 为避雷针的冲击接地电阻，Ω；h 为避雷针校验点的高度，m。

(2) 独立避雷针的接地装置与变电站接地网间的地中距离，应符合式 (2) 的要求

$$S_e \geqslant 0.3R_i \tag{2}$$

式中 S_e 为地中距离，m。

(3) 避雷线与配电装置带电部分、变电站电气设备接地部分以及架构接地部分间的空气中距离，应符合式 (3) 和式 (4) 的要求。

对一端绝缘、另一端接地的避雷线

$$S_a \geqslant 0.2R_i + 0.1(h + \Delta l) \tag{3}$$

式中 h 为避雷线支柱的高度，m；Δl 为避雷线上校验的雷击点与接地支柱的距离，m。

对两端接地的避雷线

$$S_a \geqslant \beta'[0.2R_i + 0.1(h + \Delta l)] \tag{4}$$

$$\beta' = \frac{1 + \dfrac{\tau_t R_i}{12.4(l_2 + h)}}{1 + \dfrac{\Delta l + h}{l_2 + h} + \dfrac{\tau_t R_i}{6.2(l_2 + h)}} \approx \frac{l_2 + h}{l_2 + \Delta l + 2h} = \frac{l' - \Delta l + h}{l' + 2h}$$

式中 β' 为避雷线分流系数；Δl 为避雷线上校验的雷击点与最近支柱间的距离，m；l_2 为避雷线上校验的雷击点与另一端支柱间的距离，m；l' 为避雷线两支柱间的距离，m；τ_t 为雷电流的波头长度，一般取 2.6μs。

避雷线的接地装置与变电站接地网间的地中距离，对一端绝缘、另一端接地的避雷线，应按对一端绝缘、另一端接地的避雷线与配电装置带电部分、变电站电气设备接地部分以及架构接地部分间的空气中距离校验；对两端接地的避雷线应按 $S_e \geqslant 0.3\beta' R_i$ 校验。

除上述要求外，对避雷针和避雷线，S_a 不宜小于 5m，S_e 不宜小于 3m。对 66kV 及以下配电装置，包括组合导线、母线廊道等，应尽量降低感应过电压，当条件许可时，S_a 应尽量增大。

变电站雷电侵入波防护 雷击到输电线路的杆塔或避雷线造成绝缘子闪络（反击），或者直接击到导线上（绕击）会产生雷电侵入波，沿输电线路传到变电站设备上的雷电侵入波过电压可能造成设备绝缘损坏。抑制变电站雷电侵入波过电压的防护措施称变电站雷电侵入波防护。影响雷电侵入波过电压的主要因素有侵入波的陡度、幅值和被保护设备与金属氧化物避雷器（MOA）之间的距离。侵入波陡度越大、幅值越高，则产生的过电压波也越陡，幅值也越高。被保护设备与 MOA 之间的距离越远，过电压也越高。因此，侵入波防护的主要措施就是降低侵入波的陡度与幅值，合理选择 MOA 的台数与安装位置。变电站雷电侵入波防护包括：范围Ⅰ（$1\text{kV} \leqslant U_m \leqslant 252\text{kV}$，$U_m$ 为系统最高运行电压）变电站的雷电侵入波过电压防护和范围Ⅱ（$U_m > 252\text{kV}$）变电站的雷电侵入波过电压防护，另外，鉴于气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）变电站的重要性和特殊性，对其雷电侵入波过电压防护需单独加以说明。

范围Ⅰ变电站的雷电侵入波过电压防护 变电站应采取措施防止或减少近区雷击闪络。

(1) 6kV 和 10kV 变电站配电装置（包括电力变压器）雷电侵入波过电压的保护应符合以下要求：①变电站的 6kV 和 10kV 配电装置（包括电力变压器），应在每组母线和架空进线上装设 MOA（F1 和 F2），并应采用图 1 所示的保护接线。母线上 MOA（F2）与主变压器的电气距离不宜大于表 1 所列数值。②架空进线全部在变电站内，且受到其他建筑物屏蔽时，可只在母线上装设 MOA。③有电缆段的架空线路，MOA 应装设在电缆头附近，其接地端应和电缆金属外皮相连。如各架空进线均有电缆段，则金属氧化物避雷器与主变压器的最大电气距离不受限制。④MOA 应以最短的避雷线与变电站、配电站的主接地网连接（包括通过电缆金属外皮连接）。MOA 附近应装设集中接地装置。⑤6kV 和 10kV 配电站（配电站指站内仅有起开闭和分配电能作用的配电装置，而母线上无主变压器），当无站用变压器时，可仅在每路架空进线上装设 MOA。

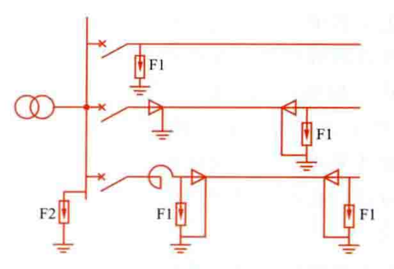


图 1 6kV 和 10kV 配电装置雷电侵入波的保护接线

表 1 MOA 至 6～10kV 主变压器的最大电气距离

雷季中经常运行的进线回路数	1	2	3	≥4
最大电气距离 (m)	15	20	25	30

(2) 未沿全线架设避雷线的 35～110kV 变电站，应在变电站 1～2km 的进线段架设避雷线，如图 2 所示。35～110kV 线路 1～2km 进线保护段范围内的杆塔耐雷水平，应符合表 2 的要求。在雷季，如变电站 35～110kV 进线的隔离开关或断路器可能经常断路器运行，同时线路侧又带电，必须在靠近隔离开关或断路器处装设一组 MOA。

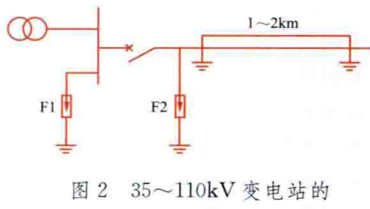


图 2 35～110kV 变电站的进线保护接线

(3) 全线架设避雷线的 66～220kV 变电站，其进线的隔离开关或断路器与上述情况相同时，宜在靠近隔离开关或断路器处装设 1 组 MOA。66～220kV 架空输电线路 2km 进线保护段范围内杆塔耐雷水平，应符合表 2 的要求。

表 2 范围Ⅰ变电站有避雷线线路的反击耐雷水平（kA）

系统标称电压（kV）	35	66	110	220
单回线路	24～36	31～47	56～68	87～96
同塔双回线路			50～61	79～92

注：反击耐雷水平的较高和较低值分别对应线路杆塔冲击接地电阻 7Ω 和 15Ω；雷击时刻工作电压为峰值且与雷击电流反极性；发电厂、变电站进线保护段杆塔耐雷水平不宜低于表中的较高数值。

多雷区 66～220kV 敞开式变电站和电压范围Ⅱ变电站的66～220kV 侧，经常闭路的线路断路器的线路侧宜安装 1 组 MOA，以防止雷击线路断路器跳闸后待重合时间内重复雷击引起变电站电气设备的损坏。虽非多雷区但运行中已出现过此类事故的地区也同此。

(4) 变电站的 35kV 及以上电缆进线段，电缆与架空线的连接处应装设 MOA，其接地端应与电缆金属外皮连接。对三芯电缆，末端的金属外皮应直接接地，如图 3（a）所示；对单芯电缆，应经金属氧化物电缆护层保护器（F3）接地，如图 3（b）所示。如电缆长度不超过 50m 或虽超过 50m，但经校验装 1 组 MOA 即能符合保护要求，图 3 中可只装 F1 或 F2。如电缆长度超过 50m，且断路器在雷季可能经常断路运行，应在电缆末端装设 MOA。连接电缆段的 1km 架空线路应架设避雷线。全线电缆-变压器组接线的变电站内是否需装设 MOA，应视电缆另一端有无雷电过电压波侵入的可能，经校验确定。

(5) 具有架空进线的 35kV 及以上变电站敞开式高压配电装置中 MOA 的配置应符合的要求：①35kV 及以上装有标准绝缘水平的设备和标准特性金属氧化物避雷器且高压配电装置采用单母线、双母线或分段的电气主接线时，MOA 可仅安装于母线上。②MOA与主变压器间的最大电气距离可参照表 3 确定，对其他电器的最大距离可相应增加 35%。MOA 与主变压器及其他被保护设备的电气距离超过表 3 的规定值时，可在主变压器附近增设 1 组 MOA。③变电站内所有 MOA 应以最短的避雷线与配电装置的主接地网连接，同时应在其附近装设集中接地装置。

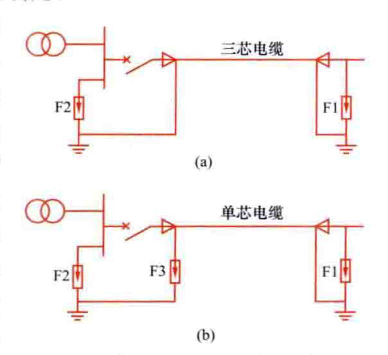


图 3 具有 35kV 及以上电缆段的变电站进线保护接线

(a) 三芯电缆段的变电站进线保护接线；(b) 单芯电缆段的变电站进线保护接线

表 3 MOA 至主变压器间的最大电气距离（m）

系统标称电压(kV)	进线长度(km)	进线路数			
		1	2	3	≥4
35	1	25	40	50	55
	1.5	40	55	65	75
	2	50	75	90	105
66	1	45	65	80	90

续表

系统标称电压(kV)	进线长度(km)	进线路数			
		1	2	3	≥4
66	1.5	60	85	105	115
	2	80	105	130	145
110	1	55	85	105	115
	1.5	90	120	145	165
	2	125	170	205	230
220	2	125(90)	195(140)	235(170)	265(190)

注：全线有避雷线进线长度取 2km，进线长度在 1～2km 时的距离按补插法确定；括号外的数值对应标准绝缘水平，即 35、66、110kV 及 220kV 变压器、电压互感器标准雷电冲击全波耐受电压分别为 200、325、480kV 及 950kV，括号内的数值对应的雷电冲击全波耐受电压为 850kV。

架空进线采用双回路杆塔，有同时遭到雷击的可能，确定 MOA 与变压器最大电气距离时，应按一路考虑，且在雷季中宜避免将其中一路断开。

(6) 对于气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）或气体绝缘金属封闭输电线路（gas insulated line，GIL）变电站宜通过仿真计算确定避雷器的保护距离。

(7) 35～220kV 开关站，应根据其重要性和进线路数等条件，在进线上装设 MOA。

范围Ⅱ变电站的雷电侵入波过电压防护　沿全线架设避雷线的范围Ⅱ变电站的 2km 进线保护段范围内杆塔耐雷水平，应符合表 4 的要求。

表 4 范围Ⅱ变电站有避雷线线路的反击耐雷水平（kA）

系统标称电压（kV）	330	500	750	1000
单回线路	120～151	158～177	208～232	200～250
同塔双回线路	108～137	142～162	192～224	200～250

注：反击耐雷水平的较高和较低值分别对应线路杆塔冲击接地电阻 7Ω 和 15Ω；雷击时刻工作电压为峰值且与雷击电流反极性；发电厂、变电站进线保护段杆塔耐雷水平不宜低于表中的较高数值。

变电站高压配电装置的雷电侵入波过电压保护用 MOA 的设置和保护方案，宜通过仿真计算确定。变电站的雷电安全运行年，不宜低于表 5 所列数值。

表 5 变电站的雷电安全运行年

系统标称电压（kV）	330	500	750	1000
安全运行年	600	800	1000	1500

气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）变电站的雷电侵入波过电压防护　GIS 变电站设备的雷电侵入波过电压保护应满足的要求：

(1) 66kV 及以上进线无电缆段的 GIS 变电站，应按图 4 在 GIS 管道与架空线路的连接处装设 MOA（F1），其接地端应与管道金属外壳连接。如变压器或 GIS 一次回路的任何电气部分至 F1 间的最大电气距离对 66kV 系统不超过 50m，对 110kV 及 220kV 系统不超过 130m，或虽超过，但经校验装一组 MOA 即能符合保护要求，则可只装设 F1。连接 GIS 管道的架空线路进线保护段的长度应不小于 2km，且保护角应符合标准要求。

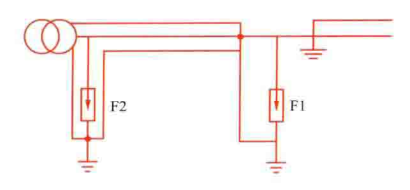


图 4 无电缆段进线的 GIS 变电站保护接线

（2）66kV 及以上进线有电缆段的 GIS 变电站，在电缆段与架空线路的连接处应装设 MOA（F1），其接地端应与电缆的金属外皮连接。对三芯电缆，末端的金属外皮应与 GIS 管道金属外壳连接接地［见图 5（a）］；对单芯电缆，应经金属氧化物电缆护层保护器（cable protector，CP）接地［见图 5（b）］。电缆末端至变压器或 GIS 一次回路的任何电气部分间的最大电气距离不超过 66kV 及以上进线无电缆段的 GIS 变电站中的规定值或虽超过，但经校验，装 1 组 MOA 即能符合保护要求，图 4 中可不装设 F2。对连接电缆段的 2km 架空线路应架设地线。

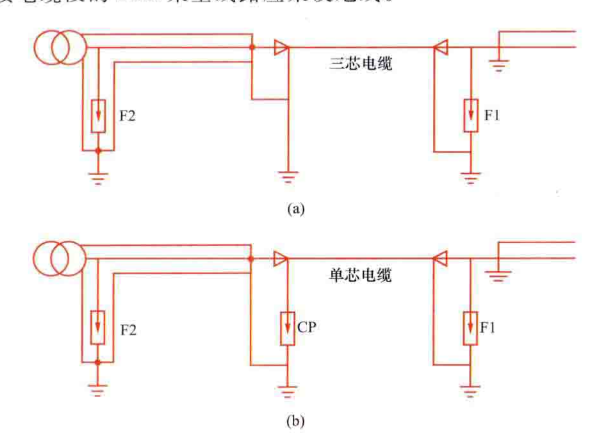


图 5 有电缆段进线的 GIS 变电站保护接线
（a）三芯电缆段进线的 GIS 变电站保护接线；
（b）单芯电缆段进线的 GIS 变电站保护接线

（3）进线全长为电缆的 GIS 变电站内是否需装设 MOA，应视电缆另一端有无雷电过电压波侵入的可能，经校验确定。

biandianzhan muxian

变电站母线 （substation busbar） 将配电装置中各个载流分支回路连接在一起，具有汇集和分配电力作用的导体。针对变电站母线需要考虑的主要问题有：母线的类型、长期工作时的发热、热稳定、动稳定、经济电流密度和临界工作电压。

类型 变电站母线通常有硬母线、软母线和全封闭母线三种。硬母线采用矩形、槽形、菱形和管形的铜或铝做导体，在 10～500kV 配电装置中都有广泛的应用。常用的软母线有铝绞线、铜绞线和钢芯铝绞线，它们也广泛用于10～750kV 配电装置，中国已建成投运的荆门、南阳变电站的 1000kV 配电装置采用了软母线。全封闭母线是六氟化硫（SF_6）气体绝缘的封闭式大电流母线，通常在 110kV 及以上电压等级中采用，由于价格昂贵，相对前两种母线形式而言，在敞开式变电站中使用较少，主要应用在气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）变电站中。

长期工作时的发热 铜、铝质裸母线长期工作时的发热允许温度均为 70℃，但当其接触面处具有锡的可靠覆盖层时（如超声波搪锡等），则允许温度能提高到 85℃。当通过交流电流的导体互相靠近时，由于交变磁场的影响，会使导体内电流分布趋向一侧，称为集肤效应。当一条母线由数片（根）导体组成时，需要考虑这种影响。此外，由于电流频率、导体材料的电阻系数和导体形状及尺寸等因素，导体的交流电阻比直流电阻要大。当母线的工作电流较大，每相硬母线需由两片或三片导体组成时，由于上述原因和散热条件较差，母线的工作电流并不能成正比增加。当每相母线由三片导体组成时，在有些情况下，中间一片的电流为总电流的 20%，两边的两片各占 40%。当大电流母线靠近钢铁构件时，需要考虑构件发热的问题。这是因为大电流母线附近存在着强大的交变磁场，在其周围的钢铁构件中产生涡流和磁滞损耗，有时还可能感应出很大的环流，这些因素都将导致钢铁构件发热。为此，需适当加大母线和钢铁构件之间的距离，或采用短路屏蔽环，也可在钢铁构件中开槽、加绝缘垫使铁磁闭合回路断开。

热稳定 短路时导体内产生的热量来不及向周围空气中散发，使导体的温度迅速升高，由于短路的持续时间短，所以其允许温度应比长期工作时发热的允许温度高得多。铜、铝质裸母线短路时发热允许温度分别为 300℃和 200℃。

动稳定 当发生短路时，母线中将流过很大的冲击电流，对硬母线和全封闭母线将产生较大的电动力。母线和支柱绝缘子的机械强度不够时，将会发生变形或损坏事故。对布置在同一平面内的三相母线，发生三相对称短路时，中间相所承受的电动力最大，短路电动力的最大值出现在短路后 0.01s。此外，同一地点两相短路时最大的电动力比三相短路时小，因此通常按情况严重的三相短路条件来校验母线的动稳定。提高母线的动稳定措施有：①缩小同一相母线支持绝缘子之间的距离；②增加母线相间距离；③限制短路电流。

经济电流密度 由年运行费用确定，而运行费用主要由电能损耗、设备维修和折旧费用组成。其中电能损耗费用与导体材质及年最大负荷运行小时数有关。当导体为某一截面时年运行费最低，此时导体单位截面积流过的电流即为经济电流密度。在变电站中主变压器进线回路的母线截面通常按经济电流密度进行选择。

临界工作电压 母线的工作电压较高时，会使其周围的空气发生游离，在夜晚能观察到其表面出现亮光的现象称为可见电晕。母线产生可见电晕的电压称为临界工作电压。要求母线上的最高工作电压低于它的临界工作电压，以免出现可见电晕。母线的临界工作电压与它的结构（主要指分裂根数、单根子导线直径、分裂间距）、安装方式（三相导体为水平还是三角形排列、相间距离）、导体表面粗糙程度、污秽程度、海拔高度以及自然状态（晴天还是雨天）等因素有关。

biandianzhan wuxiandian ganrao

变电站无线电干扰 （radio interference at substations）

变电站内导线、金具等带电导体和电气设备的电晕放电或火花放电产生的高频电磁场对无线电信号接收的干扰。变电站内产生无线电干扰的设施有母线、绝缘子、金具，以及变压器、隔离开关、断路器、电流互感器、避雷器等电气设备。

产生原因 当变电站内母线、金具等高压带电导体或者湿润的污秽绝缘子周围表面的空气发生电晕游离时，形成许多相当于小无线电发射源的电晕脉冲，产生无线电干扰波，沿着变电站的导线（纵向）和空气（横向）向外传播。变压器、断路

器、隔离开关等变电站内各种电气设备附带有套管装置，如果套管污秽湿润，在母线引入的高压部位的金具与瓷器表面附近，就会产生火花放电/电弧放电，也可成为无线电干扰。

防护设计　变电站产生的无线电干扰会传播到与之相连的输电线路上，因此变电站产生的传播到输电线路上的无线电干扰水平必须要不高于输电线路的无线电干扰水平。这是变电站干扰防护设计的基本出发点。

出于安装设备、加工技术的要求，变电站母线布置比输电线路更单纯，采用分裂数较少的粗导线，要根据导线表面最大的电位梯度来选择子导线的直径。在各种电气设备以及电气设备与母线的连接中，在考虑避免金具表面电场增大的同时，还应在设计选材中采用长期使用不易腐蚀、松动的材料以及结构，这与输电线路的情况相同。另外，对于污秽严重的变电站，应设置套管表面污秽量监视和带电清洗装置，这也是有效防止无线电干扰的措施之一。

biandianzhan yunxing weihu

变电站运行维护　(operation and maintenance of substation)　为保证变电站设备安全可靠、达到额定出力和稳定运行而进行的经常性管理工作和特定工作。变电站运行维护的工作内容与变电站的规模、自动化水平以及值班方式等有关。

工作内容　变电站运行维护的工作内容有：①断路器和隔离开关的正常操作和故障后的操作；②电压调整装置和无功补偿设备的控制与调整；③监视电力系统的运行工况，并按调度要求做好记录；④各种设备异常运行和故障时的检查与处理（见图）；⑤各种监视、控制和保护设施的维护、检查与测试；⑥变电站内设备与环境（包括消防、排水、暖通、防污秽、绿化等）的检查、试验和清扫卫生工作。

对变电站中的电气设备和控制、测量、信号装置进行运行分析的内容有：①分析设备运行的有关仪表记录、试验数据、缺陷和异常情况，作出评价，并提出设备检修内容和改进意见；②分析电力潮流和电压的变化规律，进行综合归纳和数据处理，为改进电力系统运行和制订发展规划提供基础资料；③根据运行中发生的事故和故障情况，查找技术原因，分别对设备制造质量、保护装置动作情况和接线方式等作出评价，并提出对策；④根据变电站长期运行的实际情况，对变电站的设计、安装和运行工作提出改进意见。



35kV 变电站检修消缺
（陶双成　摄）

值班方式　变电站的值班方式通常分为有人值班和无人值班两种。前者是指有人经常值班，负责运行维护工作；后者是指由调度所或基地变电站远方集中控制，定期派人到变电站进行维护工作。

无人值班变电站的电气主接线较简单，一般为线路-变压器组接线、桥形接线或单母线接线，而且电气设备操作较少，自动化水平高，短时停电时对用户影响不大。这种变电站在电气设备选择、布置、保护和自动装置等应按无人值班的原则进行设计。

变电站实现无人值班方式的主要措施有：①加装自动化设备，以便能迅速自动消除不正常运行状态，例如在线路上装设自动重合闸装置、在变压器上装设风机自动投入装置、根据电力网需要装设自动减负荷装置等。②装设远动设备和报警装置，使调度所能及时了解变电站的运行情况，并进行远方集中控制，也可以将报警信号传送到用户的值班室后再转送给调度所，或通过自动电话将信号传送给调度所，由调度所根据情况派人到现场进行处理。③取消铅酸蓄电池，以减少日常巡视维护工作。

发展趋势　国际上已广泛采用自动监控与数据采集系统，其主机装设在调度所内，受控端装设在被控制的变电站内。它的主要功能是：①警报系统，如火警、门警、设备过热警报等；②控制与显示系统，如断路器分合、电动机起停、调节主变压器有载调压开关等；③数据检测系统，如电压、电流、温度、功率、电量等数据的显示和记录，并进行各项处理；④事件顺序系统，按预定顺序记录各事件出现的准确时间。调度所值班人员可以通过监控系统直接操作被控制变电站的断路器、电动机、无功补偿设备和主变压器有载调压开关等，操作完成后可以收到对方发回的信号，确认操作执行情况。监控系统能快速反应异常情况并及时记录，为调度所值班人员的判断和处理问题提供良好的条件。随着计算机技术的不断发展与应用，在变电站已广泛采用集保护、控制、测量、信号、电量采集、监视、事故顺序记录以及通信于一体的自动化系统，自动化系统的出现使得变电站的运行更可靠，维护更方便。近年来，由于采用了气体绝缘金属封闭开关设备、免维护蓄电池等新型设备和箱式变电站的出现，使得变电站的维护工作量大为减少，特别是控制、保护、测量等自动化程度的不断提高，大大减轻了变电站运行维护的人工劳动强度。以数字化和信息化为特征的现代先进技术推动变电站逐步开始迈向智能化，这将进一步提高变电站的自动化水平和优化变电站的运行维护工作，将为更高电压等级、更复杂的变电站实现无人值班奠定基础。

biandianzhan zaosheng zhili

变电站噪声治理　(noise control strategy at substation)

见变电站可听噪声。

biandianzhan zhanyongdian

变电站站用电　(auxiliary power system of substation)

给变电站内部各用电负荷供电的电源系统。通常由站用变压器及其高、低压侧的开关等电气设备和连接导线组成。站用电负荷一般包括主变压器冷却系统负荷，断路器、隔离开关操动机构，蓄电池充电设备等二次和通信负荷，照明、检修、消防、同步调相机（如果有）等动力负荷。

站用电电源　给站用电系统供电的电源，包括工作电源和备用电源。站用电电源的设置，一般按照变电站的电压等级、规模（主要指主变压器的容量及台数）以及在电力系统中的地位等因素，将其分成两类：①对 220kV 及以下变电站，通常都具有两台主变压器，变电站站用电系统设置两个

独立工作电源，分别从两台主变压器第三绕组引接，一般不再单独设置备用电源，而是利用两个工作电源互为备用。只有在特别重要的220kV变电站内，有条件时可以从变电站外部引接第三个电源作为备用电源。②330～1000kV变电站一般都有两组或两组以上的主变压器，变电站站用电系统设置两个独立工作电源，分别从两组主变压器第三绕组引接。此外还需要设置一个独立的备用电源，其备用电源一般从变电站外部引接，一般不采用柴油发电机作为变电站备用电源。

站用变压器选择 包括站用变压器的台数、容量、阻抗、损耗、高压侧调压方式、高压和低压侧额定电压等内容。

台数及容量 220kV及以下变电站的站用变压器台数等于工作电源的数量，一般为2台。每台站用变压器的容量按全变电站负荷再加一台调相机的负荷来选择。全变电站负荷按系数法进行统计，并按经常性负荷和间断性负荷分别统计。330～1000kV变电站的站用变压器台数等于工作电源与备用电源的数量和，通常为3台。每台站用变压器容量的选择方法与220kV及以下变电站的相同。

阻抗 在满足低压侧短路电流水平的前提下，尽量采用低阻抗变压器。

损耗 尽量采用低损耗的节能型变压器。

高压侧调压方式 取决于对主变压器第三绕组电压质量的要求。当主变压器第三绕组只有站用变压器和低压出线，没有其他电压干扰源时，电压波动能够在允许范围之内，此时站用变压器高压侧无载调压装置共有＋5％、＋2.5％、0、－2.5％、－5％五级电压抽头。当主变压器第三绕组除了站用变压器、低压出线以外，还有同步调相机时，调相机在起动过程中电压波动较大。为了保证站用电低压侧母线的电压质量，则要求站用变压器高压侧设置±4×2.5％有载调压装置，共有＋10％、＋7.5％、＋5％、＋2.5％、0、－2.5％、－5％、－7.5％、－10％九级电压抽头，其调压范围大，并具有带负荷调节电压的功能。

高、低压侧额定电压 站用变压器高压侧直接从主变压器第三绕组引接，因此它的高压侧电压等于主变压器第三绕组的电压，一般为10～66kV，对1000kV特高压变电站，主变压器第三绕组的电压通常为110kV，一般需通过两级降压到380V。站用变压器低压侧的电压在中国均采用380V，是带一条中性线的三相五线制系统。日本是按负荷性质和电动机的容量大小确定站用变压器低压侧的电压，照明及小容量动力负荷采用200V电压，插座采用100V电压。

站用电高、低压侧电气设备 站用电高压侧一般采用10～35kV户内成套开关柜，66～110kV一般采用户外常规设备。

变电站站用电低压侧一般都采用380V低压配电屏。所需要的空气断路器、接触器、隔离开关、熔断器、母线、支柱绝缘子等各种低压电气设备都安装在配电屏内。按照不同的负荷性质、容量以及配电线数量，选择各种标准配电屏。

站用电系统接线 站用电高压侧分别经断路器等设备直接接入主变压器第三绕组或变电站以外的电源。站用电系统低压侧接线一般都采用单母线分段接线，重要的站用电负荷采用双回路供电，即将它们分别接在两段工作母线上。220kV及以下变电站，一般只有2台站用变压器，分别接入不同的工作母线段，正常运行时中间的分段断路器断开，两段工作母线分开运行。当一台站用变压器故障时，继电保护动作，将故障的站用变压器断开，同时分段断路器合闸，全部工作母线由另一台无故障的站用变压器供电。

330～1000kV变电站有3台站用变压器，其中两台工作，一台备用。两台工作站用变压器分别接入两段不同的工作母线，正常运行时分段断路器断开，两段工作母线分开运行。当任一台工作站用变压器故障时，继电保护动作，将故障的站用变压器断开，备用电源自动投入装置动作，备用站用变压器自动投入运行。全站的站用电系统仍然维持两台站用变压器分别给两段工作母线供电的接线。

biandianzhan zhaoming

变电站照明

(substation lighting) 变电站内各种设施和工作处所的人工采光措施。变电站照明设计的主要内容是选择电光源和照明器，确定照度和配置照明供电网络。变电站照明分正常照明和事故照明两类，不同场所的照明方式也不相同。

正常照明和事故照明 正常照明是进行工作时保证产生规定的视觉条件的照明，事故照明是在正常照明中断时供继续工作或疏散人员用的照明。正常照明由站用电交流电源供电，事故照明在正常情况下由站用电交流电源供电，失去交流电源时则自动切换到直流电源供电网络中。如果变电站内装设220V或110V蓄电池组，则在控制室、继电器小室、屋内配电装置室、蓄电池室和通信室内均装设事故照明灯。

变电站控制室内正常照明和事故照明的光源都采用荧光灯，其运行方式有两种：①采用逆变器供电，正常时荧光灯由交流电源供电，逆变器处于热备用状态，当交流电源失去后，逆变器自动投入，直流电源逆变为交流电源向荧光灯供电。②荧光灯正常工作于交流电源，通过特殊的事故照明控制装置使荧光灯能直接工作于直流电源。也有一些变电站控制室的事故照明采用白炽灯为光源，正常时白炽灯不亮，事故时能自动投入到直流电源上使白炽灯发光。有些变电站在控制室内装设一盏接在直流电源上的常明白炽灯。

主要场所照明方式 包括控制室、继电器小室、屋外配电装置、屋内配电装置、蓄电池室、通信室和变电站道路等场所的照明方式。

控制室照明 在有人值班变电站内，控制室内需要较高的照度、较好的亮度分布和色彩分布，在视界内没有直射眩光和反射眩光，形成有利于安全运行的明亮、柔和和舒适的工作环境。控制室照明通常采用低亮度漫射照明装置和方向性照明装置。低亮度漫射照明装置常见的有大面积栅格发光天棚和阶梯形栅格发光天棚。大面积栅格发光天棚是利用大面积低亮度漫射的发光面来获得均匀的照度，由于室内没有高亮度的发光体，故不存在直射眩光和反射眩光。阶梯形栅格发光天棚是采用半嵌入栅格灯具和分段倾斜的吊顶组成的阶梯形天棚，光通量通过栅格漫射和天棚反射，使室内得到均匀度较高的照明，并使天棚得到均匀的亮度，由于没有直射眩光和反射眩光，所以具有良好的视觉效果。方向性照明装置是沿控制盘布置光带，由于光带布置在盘前的有利位置，能使控制盘得到较高的垂直照度，而且不会产生反射眩光。通常采用的光带有栅格倾斜15°的灯具、斜栅格灯具和倾斜安装灯具。为了使布置在反光区的灯具对仪表和监视器显示屏不产生反射眩光，一般采用由凹入式灯具或低表面亮度灯具组成的光带。在中国，以方向性照明装

置为主体的发光带照明得到较普遍的应用。在无人值班变电站中，对控制室的照明无特别的要求。

继电器小室照明　通常采用发光带照明方式，由嵌入式开启型灯具或栅格灯具组成。

屋外配电装置照明　根据屋外配电装置不同布置型式，采用集中照射、分散照射或集中与分散相结合照射的照明方式。通常采用集中照射方式，利用避雷针塔、附近的高建筑物或配电装置的构架，装设高强度气体放电灯（高压钠灯、荧光高压汞灯等）为光源的投光灯。为了能使各设备得到所需的垂直照度和灯光不被设备遮挡，通常采用双侧或多侧照射。为了能够安全地维护灯具，投光灯一般装设在专用的平台上，并且与带电部分保持足够的安全距离。采用分散照射时，则利用配电装置构架装设灯具，或采用独立的灯柱。

变压器的照明通常是在构架上装设灯具，必要时还可以装设反射型灯，以加强局部照射。

500kV及以上配电装置中的相间通道通常设置安装高度低于1.5m的通道照明，以便在一般照明不运行时能检查带电设备。

屋外配电装置照明采用控制室集中控制方式或就地控制方式。

屋内配电装置照明　在6～35kV屋内配电装置的设备小间内，一般装设可以单独控制的荧光灯。在110kV及以上的设备间内，除装设一般照明外，还装设反射型灯，以加强对设备的局部照明。在操作走廊和母线走廊中，通常采用荧光灯照明。

蓄电池室照明　蓄电池室属于有爆炸危险的场所。当采用敞开式铅酸蓄电池组时，选用防爆型灯具。当采用密闭式防酸隔爆型蓄电池组时，则选用安全型灯或隔爆荧光灯。

通信室照明　通信室内装设有载波机和微波机，通常有人值班进行设备管理和维修工作，对照度和照明质量有较高的要求。通常采用以荧光灯为光源的嵌入式或吸顶式栅格灯具。

变电站道路照明　采用以高压钠灯或荧光高压汞灯为光源的路灯，在大型变电站内通常采用光电自动控制或集中控制方式。

biandianzhan zhujiexian kekaoxing

变电站主接线可靠性

(reliability of substation bus arrangement)　衡量变电站各电气回路连接的连续性功能的量度。变电站中各电气回路通过母线而连通。母线故障时，将使所连接的各电气回路停止运行；所连接的电气回路故障时，可能使连接于同一母线的其他无故障回路也停止运行。

可靠性要求和指标　电力系统运行对变电站主接线可靠性水平的要求尚无统一的规定。一般而言，处于电网枢纽位置的变电站，其主接线的故障停运将对电网运行产生严重的影响，则对其主接线可靠性要求较高；对于处于电网末端其主接线故障对电网运行影响不大的变电站，对其主接线可靠性要求则较低。

变电站电气主接线的型式主要有：单母线接线、单母线分段接线、双母线接线、双母线分段接线、桥形接线（又分内桥与外桥两种）、多角形接线、一个半断路器接线和线路-变压器组接线等；在连接元件较多时，为了便于断路器检修而不使电气回路停止运行，还可以设旁路母线等。不同型式的主接线有不同的可靠性水平。变电站电气主接线的可靠性水平，视电力系统运行要求而定，同时也受所连接的电气元件特别是断路器的可靠性所制约。

断路器可靠性是指断路器在规定的运行环境下，在预定的大修间隔时间内，接通和连续承受正常电流、开断电路正常电流以及短时承受和切断规定的非正常电流的能力量度。凡接收到操作指令而不能实现开、合电路的操作，以及未接到指令而发生电路开、合操作的事件，均为断路器故障。运行环境指标超过规定值而使断路器损坏的事件，虽属断路器自身能力之外，但其后果相同，亦在故障统计之列。

评价断路器可靠性的主要指标有故障率［次/（百台·年）］、可用系数、平均无故障可用小时（h/次）以及平均修复小时（h/次），其表达式为

故障率＝统计期间内发生故障的总次数/(统计台数×统计年数)

可用系数＝可用小时总数/统计期间小时数×100％

平均无故障可用小时＝可用小时总数/故障总次数

平均修复小时＝故障停运小时总数/修复次数

这些可靠性统计数据很难统计齐全，特别是平均无故障可用小时与平均修复小时两项指标不易得到。由于断路器的种类较多，要分别统计各类断路器各自的可靠性数据则更难，即使在一个地区能做到，也因数据太少而无法处理。

计算方法　评价主接线可靠性水平的高低，一般均从列出“不允许”事件开始，即把那些可能发生的且一旦发生将导致严重后果的事件列为“不允许”事件，如全部电源进线停运、主变压器停运、电力网解列等。然后，根据所选主接线型式及其倒闸操作的可能方式，按一定的规律计算出“不允许”事件发生的概率、停运的持续时间期望值等指标，从而从几种选定的主接线型式中择优。计算这些可靠性指标所用的数学方法有多种，如表格法、路径法、模糊集法、人工智能法等。这些方法各有长短，无本质差别。

计算主接线可靠性的困难在于无可用的基础数据。断路器的可靠性数据是主接线可靠性计算的关键数据，但可能得到的数据还只是故障发生率，而不是可靠性计算中所需要的故障转移率数据。

实际中，不能脱离电网运行灵活性要求而片面追求主接线可靠性。电网运行方式的改变，往往是通过变电站主接线的适当操作与切换实现的。不能满足电网运行灵活性的要求，再可靠的主接线形式，也不会被采用。

bianyaqi anzhuang

变压器安装

(transformer installation)　对运抵安装现场的电力变压器进行技术处理以达到投入运行条件的工作过程。变压器安装工作的具体内容取决于变压器的电压、容量、结构和运输状况。经过总装配注油后整体运输的中小型变压器，如运输无异常情况，在外观检查、特性测试和连接一、二次侧引线及接地线后，安装工作便告完成。而拆卸附件、注油或充气运输的大中型变压器，其安装工作则要经过检查保管、工作准备、绝缘监控、附件组装、特性试验和试运行等若干主要工序。

验收检查　变压器开始安装前的验收和管理工作。首先按照制造厂的发货清单核对变压器的包装数量与内容，如发现包装损坏或有异常，要仔细检查其中部件有无变形、破损、缺少、

锈蚀、渗油和进水现象。记录变压器油箱内油位或充气压力以及冲击自动记录仪的指示数。对于一般性缺陷，经过适当维修便可恢复正常；对于影响器身或附件绝缘的问题，只有及时处理，才能防止恶性发展；对于现场难以解决的问题，要尽快通知制造厂，协商对策。以上检查无误，验收便告完成，将变压器转入储存保管阶段或开始安装。

储存保管 变压器不能立即安装时对变压器进行的管理工作。对带油运输的变压器在储存之前，应将运输时已经拆卸下的储油柜和吸湿器重新装配到变压器上，将储油柜与油箱间的阀门关上，并向变压器油箱内按规定真空度注入一定数量合格的变压器油，油面超过器身高，然后向储油柜注油。打开储油柜与油箱间阀门，使储油柜的油面达到相应环境温度的油位线。储存充气运输的变压器时，应在储存保管期内保持变压器内部气体的微正压力为15～30kPa，否则应补充干燥气体以保持这个微正压力。如果储存期超过2个月时，必须按上述工艺向变压器油箱内注入合格的变压器油并保持储油柜的油面线在相应环境温度油位线上。在变压器储存保管期内，每3个月至少检查一次变压器有无渗漏油现象以及油位是否正常，并检查吸湿器内硅胶是否变色。每隔6个月检查一次油的击穿电压。为防绝缘受潮，一般都不在室外长期保管已拆卸附件的变压器。

变压器的附件最好在室内保管，包装底部与地面之间置放高约100mm的垫木，以便保持通风，并按照包装的体积和重量以及内装附件的类别和组装顺序合理排叠，使之不易损伤，又便于取用。如高压充油套管，通常是开拆包装，竖立保管，以利于安装前发现其密封和绝缘方面的缺陷。在室外保管的器身与附件，要用帆布覆盖，栅栏围护，防止受雨水、尘土和外力的影响。

工作准备 保证变压器安装正常进行的前期工作。其主要内容是：①确定安装技术措施和质量要求；②准备吊装、组配和油处理等专用机具；③校正绝缘和特性测试仪表；④购置绝缘、密封、粘结、润滑和清洁材料；⑤组织施工班组；⑥布置施工现场；⑦装设电、油、气、水等供给系统；⑧处理、补充变压器油等。

绝缘监控 监视、控制安装过程中变压器绝缘性能的技术措施。包括绝缘保护、绝缘测试、绝缘判断和绝缘处理等内容。绝缘监控的任务就是在变压器安装（见图1）过程中，使器身、附件以及油类介质的绝缘水平，不致因外界影响而明显劣化，或者将已经劣化的绝缘恢复到规定的水平。



图1　换流变压器安装（彭怀胜　摄）

绝缘保护　保护变压器的绝缘不受潮湿、污染和机械损伤。绝缘受潮通常是发生在保管、测试、注油、检查器身或组装附件而打开油箱或包装的密封使内部绝缘与大气直接接触的时候。变压器绝缘受潮，主要是由于大气中的潮湿向绝缘渗透。绝缘吸潮现象与大气的湿度以及大气与绝缘的温差有关。所以防止绝缘受潮主要是防止大气中的水分在绝缘表面凝结。通常的做法是根据大气的湿度，限定变压器器身在大气中的允许暴露时间。当大气相对湿度超过85%时，甚至不准许器身与大气直接接触。此外，在低温状态下打开变压器油箱盖板时，通常都是将器身加热，使器身温度高于周围大气温度。近年来有的现场使用空气干燥机向油箱内充注露点低于-30℃的干燥空气，可避免绝缘受大气条件的影响。在安装中还要对器身和附件用合格绝缘油进行冲洗，以清除残留的尘屑。装运补充绝缘油时，要用密封的大型容器，并使现场的储油罐和输油管保持清洁干燥。检查器身与组装附件时，要求采用正确的施工方法和良好的机械工具，以减少绝缘的机械损伤机会。

绝缘测试　通常是通过检查充气油箱的残余压力、加压试验油箱的密封状况、记录器身与大气接触的时间以及环境条件和大气参数的直观检测方法，估计变压器绝缘受潮的可能性。还可通过对油箱内气体露点测量推算绝缘纸的平均含水量。通过绝缘油的取样试验以及绕组的绝缘电阻、吸收比、介质损耗因数测量等仪表检试方法，检查变压器绝缘有无受潮现象。

绝缘判断　通常是以出厂试验的变压器绝缘是合格的为前提，进行综合绝缘判断：①注油运输变压器的油箱无严重漏油或明显进水，充气运输变压器的箱内压力始终不低于规定值，则认为变压器在运输和保管阶段没有受潮；②变压器器身与大气直接接触的累计时间不超过规定值，或开启时间系数不大于1，则可认为变压器在安装阶段受潮的可能性很小；③变压器取油样试验、击穿电压、含气量和含水量均符合有关标准的规定，则认为变压器没有受潮；④变压器绕组的绝缘电阻（R_{60}）不低于出厂试验值70%，介质损耗因数（$\tan\delta$）不大于出厂试验值的130%，则认为变压器的总体绝缘合格，可以投入运行。

绝缘处理　由于潮湿是影响变压器绝缘的主要因素，所以干燥成为绝缘处理的基本方法。干燥时，要求有安全可靠的加温、排潮和监控措施，特别要防止绝缘过热引起老化和损坏。绝缘处理通常包括变压器油处理、器身绝缘处理和附件绝缘处理三个方面。

（1）变压器油处理。在安装现场处理补充的变压器油的方法有压力过滤法、压力过滤吸附法、真空喷淋法、真空净化法、粉末剂吸附法、颗粒剂吸附法等。压力过滤法适用于变压器油中含水不多、固体杂质较多的变压器油处理；压力过滤吸附法适用于高$\tan\delta$变压器油的净化处理；真空喷淋法适用于新变压器油或洁净油的脱水脱气处理；真空净化法适用于处理严重受潮和污染且数量较多的变压器油；粉末剂吸附法适用于污染严重的变压器油净化处理；颗粒剂吸附法适用于现场净化变压器油之用。实际上各种变压器油处理方法都可以配合加热和抽真空同时进行。通过加热控制变压器油的温度，利用抽真空控制变压器的压力。低黏度和负压力则能够促使变压器油中的水分蒸发和空气排放，使变压器油处理的效率和质量提高。

（2）器身绝缘处理。在安装现场变压器器身绝缘处理的方式有排气注油、轻度除湿和排油干燥等。排气注油用于充气运输的变压器，在真空状态下进行，对器身绝缘和绝缘油均有干燥作用。若排气注油时无条件实现真空，也可在组装

附件后补作真空或重新实施真空注油。轻度除湿适应于器身绝缘有轻微受潮的变压器，在真空状态下进行，通过热油或热风循环吸收器身绝缘中的潮湿。排油干燥用于器身绝缘严重受潮的变压器，也是在真空状态下进行。一般是利用变压器自身来取得热量，如感应加热法（又称油箱铁损法）、短路干燥法（又称铜损干燥法）和零序电流干燥法（又称零序磁通法）等。有时也根据安装现场的条件采用热油或热风循环，从变压器以外取得干燥热量。

（3）附件绝缘处理。变压器附件如电动机、继电器等，在运输、保管期内其绝缘也可能受潮，通常是将附件放在干燥箱内进行定温定时干燥。

附件组装 重新组合、装配因运输需要所拆卸的变压器附件。需组装的附件主要是套管、散热器、分接开关操作机构、储油柜、净油器、气体继电器和压力释放器等。附件组装之前，要按规定进行检验。在油箱上组装附件的顺序是：先里后外，先上后下，先金属后陶瓷，先本体后管线。组装时尽量缩短器身与大气接触的时间。工作人员进入充氮运输的变压器油箱时，要先行排氮，并使油箱内氧量达到18%以上。图2为吊装主变压器绝缘套管现场。



图2 吊装主变压器绝缘套管（孙永兴 摄）

附件组装完成以后，要尽快补充注油。由于补充变压器油的数量不多，一般不抽真空，而是利用储油柜断续加油，自然排气。补充注油结束后，保持油的静止状态，并定时排放聚积其中的空气，直到无气体为止。对于隔膜密封式储油柜，要求隔膜袋保持正常张开状态。最后要进行变压器整体严密性检查，要求在规定的试验压力和延续时间内，变压器各密封部位无渗漏油现象。

特性试验 对组装好的变压器在投运前需要进行的性能检验。除重复进行变压器油取样试验和绕组绝缘试验外，检查的项目有：变压器绕组电阻、联结组标号、电压比、空载电流和空载损耗测试，气体继电器的起动试验，强迫油循环或外力冷却散热器的起动和运行试验，分接开关的操作试验等。

试运行 将变压器接入电力系统中，各附件置于正常运行位置，采取递升加压或冲击加压，先进行空载试运行，再进行带负荷运行或特定条件下的试运行。如果测试结果、数据显示和现象观察均无异常，变压器的全部安装工作即告完成。

bianyaqi tiaoya zhuangzhi

变压器调压装置

(voltage regulator of transformer) 控制电力变压器输出电压在指定范围内变动的调节组件。分无励磁调压装置和有载调压装置两种。由于调压是利用分接开关对变压器绕组的分接头逐级切换使其变比改变的过程，所以变压器调压装置又称之为变压器分接开关。

无励磁调压装置 在变压器不带电条件下切换绕组中线圈抽头以实现调压的装置，又称无励磁分接开关（俗称无载分接开关）。这种调压装置结构简单，成本低，可靠性高，但调压范围较小，并且需要停电，只适用于不需要经常调压的场合。

电路 由基本绕组与调压绕组按线性排列而成。调压绕组的分接头依次接到切换开关的静触头。通过开关触头的接通与开断，实现分接头的不同组合，达到改变电压的目的。调压电路有三相与单相两类（见图1），三相调压电路用于中小型变压器，常见为中性点调节式或绕组中部调节式；单相调压电路用于单相或三相大型变压器，多为绕组中部调节式。

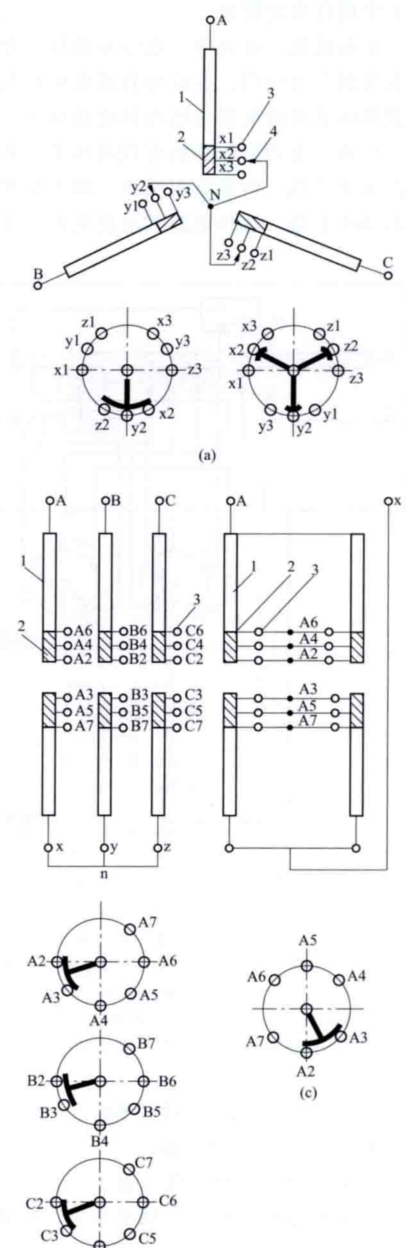


图1 无励磁调压装置的线性调压电路组合图

(a) 三相中性点调节式；(b) 三相绕组中部调节式；(c) 单相绕组中部调节式

1—基本绕组；2—调压绕组；3—绕组分接头（静触头）；4—动触头

结构 无励磁调压装置包括装置本体与操作机构两部分。

（1）装置本体：由以绝缘套支持的切换开关与调压绕组分接头引线座组成，装配在变压器油箱盖下或器身侧面。切换开关的动、静触头间要保持有适量的接触压力与导电性能。操作时要有自动找正、限位和清洗接触面的功能。大容量电力变压器常用环形或楔形触头，小容量变压器常用扇形或夹片形触头。

（2）操作机构：采用手动方式，装配在变压器的油箱盖顶或侧壁上，通过绝缘杆或附加的垂直轴、水平轴与齿轮盒同本体部分的转轴连接。

有载调压装置 在变压器不中断运行的带电状态下进行调压的装置，又称有载分接开关。通过有载调压装置进行电压调整，既可以稳定电力网的电压，又能够提高供电的可靠性与经济性。这种调压装置调压范围大、投资少、效果好，便于实现自动化管理。

在有载调压装置中，真空有载开关和晶闸管有载开关的技术得到广泛应用，并且向着高电压和大容量方向发展。但有载调压装置的电路与结构都比较复杂。

电路 电力变压器的有载调压装置多采用分级调压、有触点油中切换、快速电阻过渡、埋入型和组合式结构。其电路由调压电路、选择电路和过渡电路组成（见图2）。

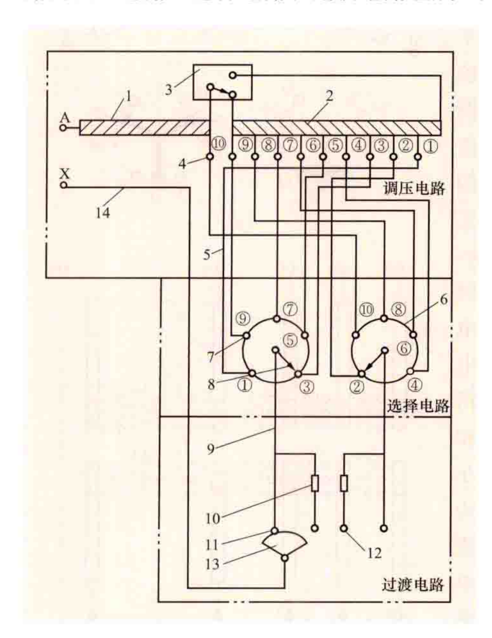


图2 有载调压装置的单相电路组合图

1—基本绕组；2—调压绕组；3—正反调开关；4—绕组分接头；5—调压电路与选接电路连接线；6—选择器；7—选择器开关静触头；8—选择器开关动触头；9—选择电路与过渡电路连接线；10—过渡电阻器；11—切换器开关静触头；12—切换器开关过渡静触头；13—切换器开关动触头；14—变压器绕组引线

（1）调压电路。用来实现变压器绕组分接头的组合，由基本绕组、调压绕组和正反调开关组成（见图2），多用于调压范围较大、额定电压较高的变压器。当基本绕组与调压绕组作正接或反接时，将产生同向或反向磁通，相当于在基本绕组上增加或减少调压绕组的分接匝数，从而把调压范围扩大一倍。对于调压范围较大的工业用变压器，可以用具有多级粗、细调压绕组或正反调压与粗细调压相配合的调压电路。

在双绕组与三绕组变压器上，多半采用经济效益较好的中性点调压电器。对于自耦变压器，则需根据系统条件、调压范围以及变压器的运输重量和外形尺寸，来选择中性点调压、中压绕组线端或中央调压和第三绕组调压等适当的调压电路。

（2）选择电路。用来实现变压器绕组分接头的位置选择。其主要部分是带选择开关和电气连接线的选择器（见图2）。选择开关有单数组和双数组，通过连接线将每只静触头与相应编号的调压绕组分接头相连，动触头则引接切换电路。换接过程中，动触头按照指定程序轮流地选接单数或双数静触头。当单数侧电路接通时，双数侧即已做好选择下个分接位置的准备，反之亦然。由于选择开关只在开路状态下换接，触头不会受到电弧的烧蚀。另有一种简化结构的复合型有载调压装置，取消了单独的选择电路，其选择开关带着切换触头，一般仅应用于调压级数不多的小型变压器。

（3）过渡电路。用来实现变压器负载功能的转换。其主要部分是油中快速切换开关与过渡电阻器组成的切换器。有载调压过程中，切换开关不断地换接，但其动触头始终同主静触头或过渡静触头之一接通，同时熄灭负载电流转换瞬间产生的电弧。过渡电阻器装在与主电路并联的过渡电路上，用以减轻切换开关触头的电弧烧蚀程度，防止相邻分接头之间的绕组短路，限制过渡电路中的循环电流。通常使用较多的是具有两个或四个过渡电阻的过渡电路。

结构 有载调压装置也包括装置本体与操作机构两个部分。

（1）装置本体。有载调压装置的本体实际上就是选择电路与切换电路内各电气、机械元件的组合体，其外观呈圆筒状，选择开关在下部，切换开关在上部，中间是快速机构。操作机构的动力通过传动轴分别传送给切换开关和选择开关。选择开关是慢速动作机构，在动作周期内完成绕组分接头的选择动作。切换开关是一种弹簧储能的快速机构，在动作顺序中某一规定的瞬间实现快速切换，以利于大电流电弧在油中熄灭。切换开关和选择开关的动作顺序是靠本体的机构来保证的。选择开关常用浮动形或夹片形触头，切换开关常用扇形滚转式触头。由于灭弧的需要，切换开关装在注满绝缘油的单独绝缘筒内，从筒底或筒壁出线。

通常用连接法兰将有载调压装置的本体部分固定在变压器油箱顶盖下面。对于钟罩式油箱，则将有载调压装置的本体部分做成固定或可以临时固定在变压器器身夹件支铁上的结构，以满足起吊钟罩式油箱的需要。

（2）操作机构。有载调压装置常用电动步进式操作机构。机构箱装在油箱的顶盖或侧壁上，通过垂直轴、水平轴与齿轮盒同本体部分的绝缘轴连接。操作机构的传动系统有主要传动与辅助传动两路。主要传动系统又分电动和手动两支，通过各自的齿轮换向装置组合把动力传向本体部分，按预定程序完成相应电压的分接位置变换。辅助传动系统的作用则是供给顺序操作、位置指示、位置极限和动作计数等元件动作所需的动力。

监控 有载调压装置的监控系统包括保护、控制、信号指示的元件和电路。保护方面有：切换开关油室内压力异常时的安全释放器或压力继电器；电动操作程序不正常、变压器绕组过负荷或处于其他紧急情况下，能够切断操作机构电源的电路等。控制方面有：防止操作时选择开关超越极限位置的电气闭锁和机械止挡；防止电动与手动操作同时发生的联锁开关；按程序完成一级调压后停止动作的顺序开关；操作过程的自保持电路；断电恢复后继续进行原操作程序的电路；远距离调压操作的电路等。信号指示方面有：切换开关油室内压力异常信号；操作信号、停止操作信号和不正常操作信号；多台装置并列运行的失步信号；分接位置指示；操作计数指示等。

测试 包括出厂试验（又称例行试验）、型式试验、特殊试验、交接和运行试验。出厂试验项目有：触头参数测量（包括触头压力、超程、开距）、导电回路各部件电阻测量（包括触头接触电阻）、转动力矩测量、动作顺序测量、机械运转试验、油室密封试验、交流工频一分钟耐压试验、电动机构试验［包括逐级操作可靠性检查、安全保护可靠性检查、位置指示可靠性检查、转动力矩测量、机械运转试验（包括操作电源变化试验）、电气绝缘回路试验］。型式试验项目有：电动机构试验（包括防止超越试验、电动机构箱保

护等级试验、操作噪声试验)、干燥处理后功能试验、机械寿命试验(包括低温操作试验)、切换试验(包括过渡电阻连续切换试验)、触头温升试验、短路电流试验、雷电冲击试验、操作波冲击试验和局部放电试验(220kV及以上)。特殊试验项目有:油室试验(包括密封超压保护和机械强度试验)和分接开关机械堵转试验。交接和运行试验一般包括:绝缘电阻测量,过渡电阻的电阻值测量,切换程序与时间、动作顺序、操作试验,切换开关或选择开关油室绝缘油试验,辅助回路绝缘试验等。(见变压器试验)

bianyaqi guzhang

变压器故障 (transformer fault) 在电力变压器的某一部位出现的影响其正常运行的缺陷或损坏。变压器的各个部位包括磁路、绕组、端子或套管、绝缘和冷却系统、调压装置(见变压器调压装置)等,都有可能发生故障。其中有些故障具有一个较缓慢的发生和发展过程,称为慢性故障,对这类故障如能用检测方法事先发现并及时作出诊断和处理,可以避免事故的发生。另有一类急剧发展成事故的突发性故障,事前不易发现。慢性故障如不及时消除,有可能发展成为突发性故障。变压器故障的性质可大致区分为过热性故障和放电性故障。过热性故障是由于故障点引起局部温度异常升高,致使周围绝缘介质裂解而危及绝缘性能或机械强度的故障;放电性故障是由于施加于某一部位的电场强度超过了该处的绝缘强度,致使发生局部击穿或局部放电甚至形成贯穿性击穿的故障。不同性质的故障可能同时存在于一台变压器中,使得变压器故障诊断技术更加复杂。

变压器磁路故障以慢性故障居多,伴随有严重的过热现象。引起磁路故障的主要原因有:①铁芯硅钢片质量差或磁通密度选择过高;②硅钢片间绝缘不良或切口毛刺较多;③用于紧固铁芯的穿钉、螺母、垫圈等与铁芯或夹件短路,或是铁芯的接地片使铁芯局部短路或形成多点接地;④磁场中存在脱落的螺母、硅钢片等异物或杂质过多。

在变压器的绕组和绝缘系统中,由于纵绝缘被损坏引起的匝(层)间短路,通常表现为突发性故障。绕组和绝缘故障的主要原因和事故形态有:①绝缘导线加工粗糙或制造中局部绝缘受损;②绝缘结构设计不合理,绕组屏蔽设计或安装不当,或过电压保护措施不完善,在雷击或其他过电压作用下导致损坏;③绝缘干燥处理不彻底或进水受潮;④接地部位存在不良接地或运行操作不当,引起中性点电位升高致使绝缘击穿;⑤绝缘处理或运行维护不当引起局部放电;⑥绕组承受短路能力不够而严重变形;⑦导线连接处焊接不良,引起接头处过热或放电;⑧导线换位不当,线股间短路或加工中意外地形成短路环引起很大环流,绕组油道阻塞、过载严重或冷却系统不正常等,引起绕组绝缘过热老化;⑨在大型变压器中有可能因冷却系统配置不当等多种因素,引起油流静电放电导致绝缘损坏;⑩由于大电流引线漏磁以及线组的轴向漏磁和辐向漏磁引起金属结构件过热。

变压器的组件因质量不良或维护不当而引起的故障有:①套管内部绝缘故障或端子接触不良发热;②调压装置的操作机构失灵或切换接点接触不良;③潜油泵的轴承磨损和滤网破损等原因使金属末和杂质进入变压器内;④套管顶部的引线连接处或水冷却器连接处密封不严,防爆管或油枕内结露,导致变压器受潮;⑤冷却器的冷却管堵塞或冷却器表面大量积污,影响散热而导致油温过高;⑥油箱及其连接处密封不严,出现渗漏油。

对运行中的变压器按规定进行维护和定期进行预防性试验,是及时发现故障和防止突发性事故发生的有效方法。随着设备在线监测技术的发展,对变压器油中溶解气体、铁芯接地电流、油中含水量、局部放电等状态参数进行在线监测,为及早发现变压器内部潜伏性故障、根据状态适时对变压器进行检修开辟了新的途径。

bianyaqi lengque

变压器冷却 (transformer cooling) 通过冷却介质把电力变压器运行中产生的热量散发出去,使各指定部位的温升不超过规定限值的措施。变压器的温升,是由交变磁通在铁芯内产生的磁滞损耗和涡流损耗(铁损)、负荷电流在绕组中产生的电阻损耗(铜损)以及在其他金属部件与绝缘物处产生的附加损耗转变为热能而引起的。在过载情况下,各种损耗激增,变压器温升更为显著。变压器温升越高,器身与绝缘介质的老化和损坏也越迅速。因此,变压器的技术标准中明确规定绕组、铁芯与绝缘介质在指定条件下的最大允许温升,以保证变压器的安全运行和正常的使用寿命。

变压器的发热与冷却既同铁芯、绕组和绝缘介质的发热时间常数以及器身及其容器的结构有关,又受冷却装置和冷却介质性能的影响。在各种冷却方式中,油浸式变压器最具有代表性。

油浸式变压器的绝缘油也是一种导热介质。变压器借助绝缘油的对流作用,从内向外传导器身的热量,再通过油箱表面和散热器的辐射作用,把热量散发到周围冷却介质中。油浸式变压器冷却方式主要有油浸自冷式、油浸风冷式和油浸水冷式三种。

油浸自冷式 借助变压器周围空气的受热自然流动而带走热量的冷却方式。通常将油浸式变压器的油箱表面做成波纹或板翅状,或在油箱壁上焊装圆形或扁形钢管,以增加散热面积。油浸自冷式大都用于小型变压器。

油浸风冷式 配装多只高效率的组合式单元散热器,并借助分散或集中配置的风机将气流吹向其高温表面,从而将热量带走的冷却方式。油浸风冷式大都用于大中型变压器。当变压器容量达到100MV·A以上时,常采用强迫油循环风冷式,其散热器外部是绕有金属片的冷却管,内部是实行分隔的油回路,在向散热器强制吹风的同时,用潜油泵迫使高温的绝缘油在散热器与油箱间加速循环,并定向穿越绕组,从而提高冷却效率。此外,还在冷却系统中装设流速继电器、过滤器、净油器、油压表、温度计、放油塞、放气塞和控制箱等附件,用以实现自动控制、安全保护、数据测量和信号显示等功能。

油浸水冷式 改用水流代替气流来带走热量的冷却方式。其适用范围、工作原理与油浸风冷式基本相似。油浸水冷式多用于水源方便而有保证的水电站和220kV及以上电压等级的地下变电站。为了防止水向绝缘油内渗漏,要装设差压继电器,作为监视运行水压和油压并在出现异常现象时停止水泵运行的保护装置。

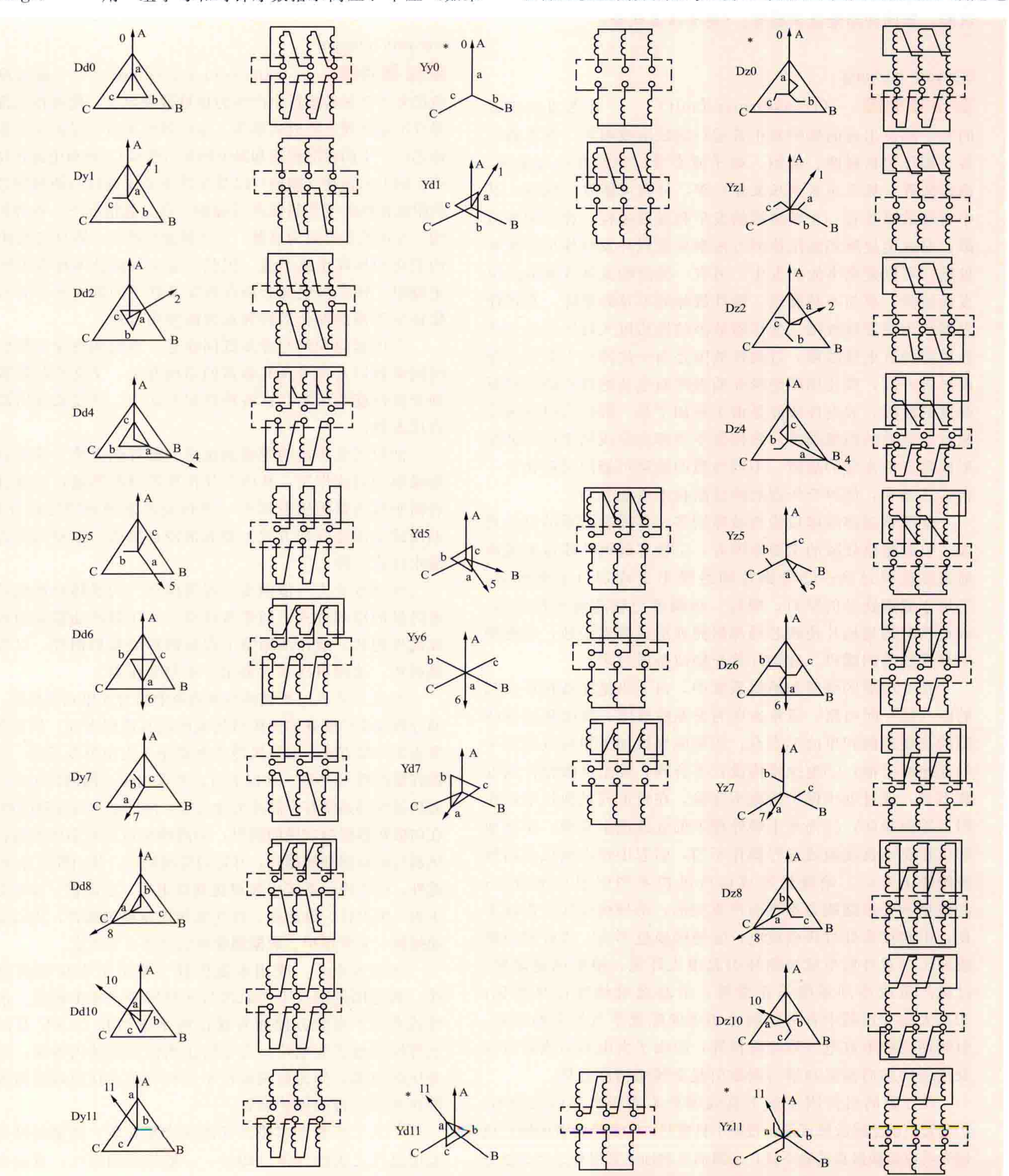
干式变压器大多是以气体为冷却介质,除密封型的器身采用氮气之类的气体冷却外,一般都利用空气,有自冷和风冷两种冷却方式。

气体绝缘式变压器还可以采用蒸发冷却方式,冷却介质为

氟氯烷之类液体，当将它们喷向变压器器身时，从器身的发热表面吸收热量而发生气化，以其潜热实现冷却之后再冷凝为液体，循环使用。蒸发冷却方式的冷却效率很高，但因绝缘问题未得到圆满解决，仅用于电压不高的中小型变压器。

bianyaqi lianjie zubie

变压器联结组别 (connection of transformer windings) 用一组字母和时钟序数指示高压、中压（如果有）及低压绕组的联结方式，且表示中压、低压绕组对高压绕组相位移关系的通用标号，也称联结组标号。三相变压器的三个相绕组或组成三相绕组的三台单相变压器相同电压的绕组可联结成星形、三角形或曲折形等，其高压绕组相应用大写字母 Y、D 或 Z 表示：中压和低压绕组相应用同一字母的小写形式 y、d 或 z 表示。对有中性点引出的星形或曲折形联结的绕组，其高压绕组侧分别以 YN 或 ZN 表示，中压和低压绕组侧分别以 yn 或 zn 表示。对自耦变压器，额定电



用联结组标号表示的三相变压器绕组联结标志示例

注：有“*”者为常用的联结方式。

压低的绕组（公共部分）一般用字母 a 表示，如连接为 YNa，则表示为中性点引出的星形联结的自耦变压器。

不同电压绕组的相位移是指某两个不同电压的绕组中，各相应端子与中性点间电压相量之间的角度差。用钟时数表示的相位移，是将其高压绕组的一个端子相量（分针）定在假定时钟的 12 点上，此时有一定相位移的低压绕组相应端子相量（时针）所指的时数即代表联结组别，如 YNd11。从理论上讲，可以有多种不同的联结组别，但实际常用的并不多。如图所示为用联结组标号表示的三相变压器绕组联结标志示例。

bianyaqi shiyan

变压器试验 （transformer tests） 根据有关技术标准，采用测试手段对电力变压器的性能、质量水平以及绝缘状态进行的检验。对变压器产品的试验分为例行试验、型式试验和特殊试验，除短路承受能力试验外一般都是在制造厂进行。此外，还有变压器在安装竣工时的交接试验和运行期间的预防性试验。

变压器例行试验是每台变压器出厂前都要承受的试验。变压器型式试验是在一台有代表性的变压器上所进行的试验，以证明被代表的变压器也符合规定要求（但例行试验除外）。如果变压器生产所用图样相同，工艺相同，原材料相同，在同一制造厂生产，则认为其中一台可以代表。型式试验是对变压器结构设计进行鉴定的试验。除全部例行试验项目外，还可增加一些技术条件规定的项目。变压器特殊试验是除型式试验和例行试验外，按制造方和用户协议所进行的试验。所有特殊试验可以按照用户在询价和订货时的规定，在特定设计的一台或所有变压器上进行。

国际电工委员会（IEC）和世界上许多国家都制定了变压器试验标准。中国的国家标准 GB 1094《电力变压器》与 IEC 的标准基本相同。

变压器例行试验、型式试验及特殊试验的项目如表所示。交接试验和预防性试验项目可参阅中国国家标准 GB 50150—2006《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》和中国电力行业标准 DL/T 596—1996《电力设备预防性试验规程》。

变压器例行、型式、特殊试验项目

试验项目	例行试验	型式试验	特殊试验	适用范围
1. 绕组电阻测量	√			所有变压器
2. 电压比测量和联结组别标号检定	√			所有变压器
3. 短路阻抗和负载损耗测量	√			所有变压器
4. 空载损耗和空载电流测量	√			所有变压器
5. 绕组对地及绕组间绝缘电阻测量	√			所有变压器
6. 绝缘系统电容介质损耗因数（$\tan\delta$）测量	√		√	35kV、8000kV·A 及以上和 $U_m \geqslant 72.5$kV 变压器
7. 绝缘试验： 1）外施耐压试验； 2）感应耐压试验； 3）局部放电测量； 4）雷电冲击全波试验； 5）操作冲击试验	√	√		1）所有变压器； 2）所有变压器； 3）$U_m \geqslant 72.5$kV 且容量 10 000kV·A 及以上变压器； 4）$U_m \geqslant 72.5$kV 变压器； 5）$U_m \geqslant 252$kV 变压器
8. 有载分接开关试验（如果适用）	√			所有变压器
9. 液浸式变压器压力密封试验	√			所有变压器
10. 充气式变压器油箱压力密封试验	√			所有变压器
11. 内装电流互感器变比和极性试验（如果适用）	√			所有变压器
12. 液浸式变压器铁芯和夹件绝缘试验	√			所有变压器
13. 绝缘液试验（如果适用）	√			所有变压器
14. 绕组对地和绕组间电容测量	√			$U_m \geqslant 72.5$kV 变压器
15. 除分接开关油室外的油中溶解气体测量	√			$U_m \geqslant 72.5$kV 变压器
16. 90%和 110%额定电压空载损耗和空载电流测量	√			$U_m \geqslant 72.5$kV 变压器
17. 温升试验		√		所有变压器
18. 冷却方式声级测定		√		所有变压器
19. 90%和 110%额定电压空载损耗和空载电流测量		√		所有变压器
20. 风扇和液体泵电机功率测量		√		风冷及强迫油循环风冷、水冷变压器
21. 绝缘特殊试验 1）绝缘系统电容的介质损耗因数（$\tan\delta$）测量； 2）绕组对地和绕组间电容测量			√	$U_m \leqslant 40.5$kV 且额定容量为 3150kV·A 及以下变压器
22. 绕组热点温升测量			√	典型结构变压器
23. 暂态电压传输特性测定			√	典型结构变压器
24. 三相变压器零序阻抗测量			√	典型结构变压器
25. 短路承受能力试验			√	典型结构变压器
26. 液浸式变压器真空变形测量			√	典型结构变压器
27. 液浸式变压器压力变形测量			√	典型结构变压器
28. 液浸式变压器现场真空密封试验			√	典型结构变压器

续表

试验项目	例行试验	型式试验	特殊试验	适用范围
29. 频率响应测量			√	典型结构变压器
30. 外部涂层检查			√	典型结构变压器
31. 绝缘液中溶解气体测量			√	典型结构变压器
32. 油箱运输适应性机械试验或评估			√	典型结构变压器
33. 运输质量的测定			√	典型结构变压器
34. 环境、气候、燃烧性能试验			√	干式变压器

注：1. U_m 为系统最高工作电压。
2. 对特殊的变压器（如干式变压器、自保护变压器、牵引变压器及其他类变压器）的其他试验可以用专门的文件规定。
3. 如果合同中要求而本部分没有列出的试验方法或上例中没有的试验，则试验项目和方法按协议。

bianyaqi you

变压器油 (transformer oil) 用于油浸式电力变压器、互感器、充油套管、油断路器等电气设备中的电气绝缘用油。变压器油按凝固点、闪点不同分为几个级别或牌号。国际电工委员会（IEC）标准把变压器油分为Ⅰ号、Ⅱ号、Ⅲ号三个级别，其凝固点分别为－30℃、－45℃、－60℃。中国按凝固点不同将变压器油分10号、25号和45号三个牌号。牌号数即为凝固点的摄氏零下度数。实际使用时，可根据变压器所在地区的气温选用适当牌号的变压器油。

作用 变压器油的主要作用包括：①绝缘作用：变压器油具有比空气高得多的绝缘强度。绝缘材料浸在油中，不仅可提高绝缘强度，而且还可免受潮气的侵蚀。②冷却散热作用：变压器油的比热大，常用作冷却剂。变压器运行时产生的热量使靠近铁芯和绕组的油受热膨胀上升，通过油的上下对流，热量通过散热器散出，保证变压器正常运行。③消弧作用：在油断路器和变压器的有载调压开关上，触头切换时会产生电弧。由于变压器油导热性能好，且在电弧的高温作用下能分解大量气体，产生较大压力，从而提高了介质的灭弧性能，使电弧很快熄灭。

分类 变压器油分矿物变压器油和合成变压器油两种。矿物变压器油是由天然石油加工炼制而成。石油（俗称原油）经常压及减压蒸馏可得到各种馏分。矿物变压器油是将石油在260～340℃温度下分馏，再经精制而得，其成分有烷烃、环烷烃及芳香烃三大类。以烷烃为主的石油称为石蜡基原油，含环烷烃较多的石油称为环烷基原油。为提高变压器油的抗氧化安定性，可加入抗氧化添加剂。合成变压器油是用人工合成的方法生产出来的绝缘油，它在某些特性上优于矿物变压器油，如聚氯联苯、硅油（聚二甲基硅氧烷）、三甲醇基丙烷酯和季戊四醇酯等都具有难燃或不燃的特性，又如烷基苯具有抗析气特性等。

特性 变压器油有高介电强度、较低的黏度、较高的闪点温度、良好的低温特性及抗氧化能力等基本特性。变压器油的性质由物理、化学及电气特性来表示：外观、色度、比重、黏度、闪点、凝固点、界面张力、水分、氧化安定性、酸值、油泥、腐蚀性硫、介质损耗因数、工频及冲击击穿电压、析气性等。测定这些指标均有相应的标准试验方法。世界各国及国际电工委员会都制定了变压器油油质标准。这些标准用来监督新的、设备投入运行前的及运行中的变压器油。对性能不合要求的变压器油，可以进行处理或更换新油，以满足保证变压器等充油电气设备安全、可靠、经济运行的要求。

变压器油在运行中由于接触氧气和水分，并在温度、电场及化学复分解作用下会产生劣化，除了产生氧化物外，还有许多杂质如水分、固形物和不溶性极性杂质也可能会积聚于油内，使其性能下降。另外，设备浸油部分若有故障或材料劣化，也可能从油特性参数的变化中反映出来。因此，为监督油的劣化程度及设备的内部状况，进行检验、测定及规定相应的技术指标是必要的。

发展概况 早在1887年，矿物油首次被用作变压器油。1931年，首次用聚氯联苯作为合成变压器油。1956年，硅油开始用作绝缘油。由于矿物变压器油在来源、价格及性能等方面的优势，使它一直占据着变压器油的最重要的地位。为提高变压器油的性能所进行的研究课题有：油的组分对电气性能的影响，油的气稳定性、热稳定性、耐电晕性，冲击击穿特性，油流带电倾向等。

用气相色谱法分析溶解于油中的气体来判断设备内部的隐患缺陷，以及用液相色谱分析溶解于油中的纸的降解产物以判断设备中纸的老化程序等技术措施已普遍使用，它们与在线监测系统的配合使用对保证设备安全运行起到了积极的作用。

bianyaqi yunshu

变压器运输 (transformer transportation) 在两地间搬移电力变压器的工作过程。常见的是从制造厂搬移到安装现场，并进行技术处理使之达到运行条件的工作过程。变压器运输包括装卸、运送和就位等工作。

装卸 在运载车船上装升和卸落变压器。通常按照器身重量和尺寸选择装卸工具，并根据工作现场和施工机具配备等条件采用起吊或牵引方式。利用起重机械垂直升落变压器以实现装卸，具有操作简便、安全高效的优点。而利用牵引机械水平和斜面移动变压器的装卸方式，对工作条件要求不高，颇为实用。进行变压器装卸时，要从包装的重心或指定点起吊，平稳起落。器身及附件要合理放置，使重量均匀分布在车船装载面上。要紧固好器身及附件与车船间的系绳及止挡。

运送 从制造厂或发运站将变压器转移到安装现场。通常根据起讫点间的交通路线和运载设备供给等条件，采取铁路、公路或水路运送方式。将变压器装在平车或凹型车上通过铁路运送，安全高效，常是优先考虑的方式。将变压器装在汽车或拖车上通过公路运送，方便实用，甚至能够运送特大型变压器。在安装现场或短距离转移变压器时，可以在公路或坚实平整的路面上铺设道木，通过滚筒或钢板进行滚运或滑运。将变压器装在货船或拖轮上通过水路运送，只能用于可以通航并有装卸能力的地区。在运送变压器时，要按照器身重量和尺寸选择运送工具。要预先消除运送线上的障碍，处理路面、桥梁等薄弱环节。行进中要控制好行进速度和各个方向的冲击加速度。

就位 将变压器安置到正式运行的基础或工作台上。采取与装卸相似的方式进行。变压器就位后与基础或工作台的

尺寸误差要符合规定。

为保证电气绝缘的完好无损和简化安装工序，最好在变压器总装注油后再整体运输，但这对大中型电力变压器由于铁路运输界限和载重量的限制而有实际困难，常要采取拆卸油箱上的附件，分别包装，并放出油箱内的部分油量改充高纯度干燥氮气或干燥空气，或设计特殊构造的运输专用油箱和专用车船等措施，尽可能减小变压器主体的运输重量和运输尺寸。对器身有较强的机械承受能力的壳式变压器，有时做成卧式结构，以降低运输高度。在整个变压器运输过程中，要保持油箱密封，充油运输的变压器应无明显渗漏油现象，充气运输的变压器要保持气体的规定压力。

变压器运输条件是大容量变压器型式选择的决定因素。根据运输条件确定选用三相变压器、单相变压器，或是解体运输、现场组装变压器。为适应特大容量电力变压器运输的需要，使可能运输的变压器容量能有所增加，一般采取将油箱形状和尺寸按运输的限制进行设计，包括采用将五柱式铁芯降低高度并将外部附件拆下，以及充氮、不带油运输等措施。当这些措施仍不能满足选用特大容量变压器的运输要求时，就需要采用将变压器每相单元整体运输，到现场后再组合成三相的组合式变压器。当运输条件特别受限，就需要采用解体运输、现场组装的变压器，这种变压器的铁芯采用芯式结构，铁芯可以解体运输，主要拆上铁轭，对绕组则必须整体拆下运输，解体运输时要采用专用运输箱，充氮或干燥空气，以保证部件在运输中不受潮。为保证变压器整体质量，在现场再组装和试验时，环境与工艺条件也要尽量和工厂相同。

bianyaqi yunxing weihu

变压器运行维护 (transformer operation and maintenance) 电力变压器进行电压变换及能量传输的工作状态以及在其工作状态或不工作状态期间所进行的技术处理，以保持其正常的工作状态或消除已暴露出的缺陷。对变压器运行的要求是：安全可靠，高效经济；正常负荷下输出电压保持在规定的范围内；紧急情况下能按规定的方式超铭牌出力运行。当单台变压器容量不够时，可以采用两台以上并联运行的方式。为实现对变压器运行的要求，有关标准规定了变压器的使用条件、允许温升、超铭牌出力、并列运行、运行监视和维护检修事项。

使用条件 变压器的正常使用条件：海拔不超过1000m；最高气温+40℃，最热月平均气温+30℃，最高年平均气温+20℃，最低气温对于户外和户内分别为−25℃和−5℃；冷却水最高入口温度为+25℃；电压波形近似于正弦波；多相电源电压近似对称。特殊的使用条件下，变压器的额定参数要有相应的改变。例如，安装场所的温度条件若超过上述温度条件之一时，则变压器的温升限值应按超过部分的数值减少，并应修正到最接近温度的整数值；冷却介质温度超过上述正常值，变压器温升限值按冷却介质超出限值部分而减少，并应修正到最接近温度的整数。安装场所海拔高于1000m，而试验场地低于1000m时，自冷式变压器绕组平均温升限值应按海拔每增加400m降低1K来计算，风冷式变压器应按海拔每增加250m降低1K来计算；试验场所海拔高于1000m，而安装场地低于1000m时，温升限值应进行相应的增加值修正。此外，对十分恶劣的运行条件，例如严重污秽区、地震频发区等，变压器应该有相应的特殊技术条件。

允许温升 变压器某一部位的温度高于冷却空气温度或冷却水入口温度的允许差值。变压器内部各部位的温升是不相同的。对油浸式变压器，油的温度自下而上逐渐升高，绕组的温度也有同样的变化规律，其温度分布可简化为如图1所示：绕组温度和油的温度在垂直方向上按两条平行直线分布，两者之间有一恒定的温度差 Δt；绕组在同一平面上温度也不相同，饼式线圈的绕组中部散热条件较差，因此最热点的温升还会高于该平面上的平均温升值。

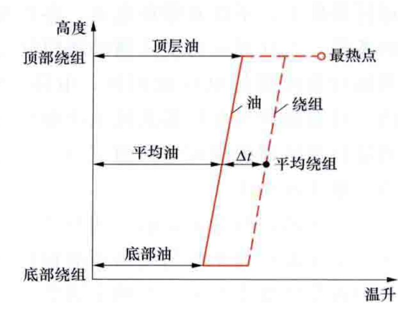


图1 绕组和油的温度分布图

变压器绝缘的寿命由最热点的温度所决定。通常的温升试验只能测得变压器上层油温及冷却器各部位的油温，还可用测绕组直流电阻的方法来推算各绕组的平均温度。但最热点的温度是无法用常规的方法测量的。近年来，采用光导纤维传递温度信号的方法，可测到处于高电位下绕组最热点的温度。GB 1094《电力变压器》中规定的油浸变压器温升限值：①顶层油温升，油不与大气直接接触的变压器为60K，油与大气直接接触的变压器为55K；②绕组平均温升（用电阻法测量）65K；③对于铁芯、绕组外部的电气连接线或油箱中的结构件温升通常不超过80K。

超铭牌出力 变压器的超铭牌出力运行通常有正常的周期性超铭牌出力运行、长时间周期性急救负荷运行和短期急救负荷运行三种超铭牌出力运行情况，既要考虑到绝缘材料的耐热极限，还要考虑其寿命损失的程度。

正常的周期性超铭牌出力运行 例如每天某一段时间负荷超过铭牌规定值，但其余时间负荷低于铭牌规定值。变压器的最热点温度取决于冷却介质温度、超铭牌出力运行前的负荷值、超铭牌出力运行的持续时间。从寿命损失角度看，高负荷时寿命损失的加快与低负荷时寿命损失的减缓相补偿，因此总体来说还是正常的老化过程。

长时间周期性急救负荷运行 在系统中出现某种迫不得已的情况时，需要变压器较长时间带超过铭牌规定的负荷、可能持续几星期或几个月的运行方式。此时绝缘温度将升高到某一规定的极限，绝缘的老化速度大大加快，寿命显著缩短，但还不至于因过热导致绝缘击穿而对安全运行造成严重威胁。这种运行方式的允许时间及过负荷程度与冷却介质的温度及原始负荷有关。

短期急救负荷运行 系统中出现紧急情况、需要变压器严重超载运行、绝缘温度升高到危险的程度的运行方式。通常对油浸变压器的温度限制为不使绝缘产生气泡而可能导致电击穿。要求尽可能避免这种运行方式。允许变压器以这种方式运行的持续时间取决于起始时的运行温度，要尽可能短，通常限制在半小时以内。

对上述三种运行方式的具体限值及寿命损失计算，国际电工委员会（IEC）354号出版物和中国国家标准GB/T

1094.7—2008《电力变压器 第7部分：油浸式电力变压器负载导则》中有详细的规定。DL/T 572—2010《电力变压器运行规程》采纳了有关规定。

并列运行 两台或多台变压器的一次侧和二次侧都分别接在共同的母线上的运行方式。在变压器并列运行方式下，负荷分配应正比于变压器的额定容量，二次侧绕组空载并联运行条件下，不应有循环电流。各并列运行的变压器应符合的条件：①并列运行变压器的绕组联结组别标号相同。②并列运行变压器的电压比相同，电压比的误差在允许限值以内。对有载调压变压器其级电压和分接调压级数相同。③并列运行变压器的额定短路阻抗（%）尽量接近，其相对偏差值一般不超过10%。

变压器运行效率是输出的有功功率与输入的有功功率之比。变压器的效率除与变压器的损耗有关外，还与负荷的功率因数及负载率有关。当功率因数为一定时，变压器呈现最高效率的负载率 β 为

$$\beta=\sqrt{\frac{P_0}{P_K}}$$

式中 P_0 和 P_K 分别为变压器的空载损耗和负载损耗。由上式可见，变压器的经济运行与变压器设计损耗比（P_K/P_0）密切相关，因此对不同负载率的变压器应选用不同的损耗比。例如发电厂的变压器负载率很高，希望选用负载损耗小的变压器；相反，有些农用变压器负载率很低，最宜选用空载损耗小的变压器。

运行监视 为取得潜在事故的有关信息及有关数据，供运行人员据以采取相应措施，防止酿成严重事故而对变压器的运行状态进行的监视。对变压器运行状态的监视有三种情况：①对无人值班的配电变压器只有定期的外部检查，对其电压和负荷情况在发现异常时才进行调整。②有人值班的变电站，应按规定监视变压器各绕组的电压、电流和温度指示，巡视检查变压器的外部状况，特别是冷却器的工作状况。③对特别重要的大型变压器运行状况的监视，趋向于采用计算机化的在线监测系统，对变压器的电流、电压、温度、环境条件、冷却器投入台数、分接头位置等参数作全面监控，并按变压器具体参数随时确定超铭牌出力运行的能力及寿命损失，还可以包括油中溶解气体分析、绝缘局部放电探测、承受过电压记录等在线监测记录。

维护检修 变压器维护是在变压器的整个服役期间经常需要进行的工作，包括在运行期间清扫冷却器表面积尘，更换呼吸器中的吸湿剂，取油样作定期试验等；也包括短期停电调整分接头，处理个别渗漏油部位或更换个别零部件等工作。变压器维护工作的主要目的是保证变压器运行条件良好，绝缘不过热，不受潮。变压器检修分为小修、大修及事故检修三种。

小修 变压器小修通常每年一次，停电进行。小修的内容包括在变压器外部进行全面的检修和试验，消除已发现的缺陷，清扫绝缘瓷套管表面，检查导电接触部位，检查和维修油路及全部冷却系统，检查和维修保护、测量及操作系统，有载分接开关（见变压器调压装置）换油或检修。经小修后的变压器应达到从外部看是无缺陷的。

大修 变压器大修周期有不同的规定，重要的变压器投运后第五年和以后每5～10年需大修一次，一般的变压器每10年进行一次大修，大容量电力系统中运行的主变压器在承受出口短路故障后有可能要提前大修。近年来在不断提高监测技术的基础上，有运行部门正逐步实施状态检修，使检修周期有一定变化。变压器大修时要吊出器身或吊开钟罩外壳，在不具备吊装条件时需进行排油后检修人员进入油箱，直接对器身进行检查和维修。图2为吊芯检修变压器有载调压装置。大修的内容主要是检查和处理绕组的压紧状态，铁芯及电屏蔽的绝缘和接地状态，穿芯螺栓的绝缘状态，分接开关的电接触状态。大修还包括油处理及油箱内部清洗，必要时还需对器身作干燥处理。大修时对变压器需进行全面检查、调整、维修和试验。经大修后的变压器应具备该变压器设计要求的内在质量，以保证继续安全运行。

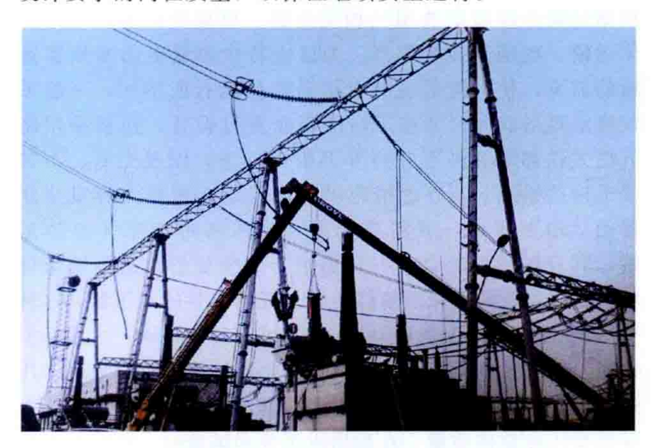


图2 500kV 变压器有载调压装置吊芯检修

事故检修 发现变压器有异常状况并经试验证明内部有故障时，临时进行大修。事故检修时要依照具体故障的部位进行修复及全面处理和试验。

binglian diankangqi

并联电抗器

（shunt reactor） 见高压并联电抗器。

binglian dianrongqi

并联电容器

（shunt capacitor） 并联连接于电力网中，主要用来补偿感性无功功率以改善功率因数的电力电容器。并联电容器在电力网中使用的数量很大，大约相当于发电机安装容量的40%～50%，它的主要优点是投资少，能耗低，运行维护方便，运行费用低，可以分散安装，就地补偿。缺点是无功出力不能平滑调节，当电网电压下跌时，其无功出力按电压平方的比例下降。

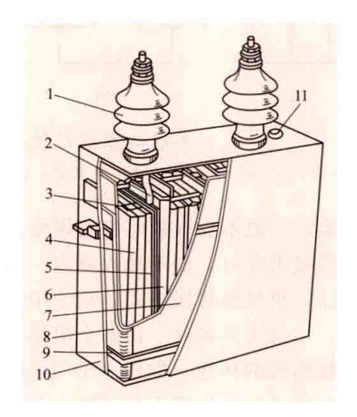
主要类型 按电极形式不同，并联电容器可分为金属箔电容器和金属化电容器。

金属箔电容器 （metal foil capacitor） 内部的固体介质有纸、纸-膜复合和全膜三种。纯纸介质损耗大，可靠性差，已很少使用，广泛使用的是纸-膜复合介质和全膜介质。

金属箔电容器内部是用绝缘油浸渍的。应用最多的浸渍剂有十二烷基苯、硅油、偏苯、二芳基乙烷、异丙基联苯及其与二芳基乙烷混合液、单苄基甲苯和双苄基甲苯混合液。这些液体介质的主要特点是局部放电特性较好，特别是低温时的局部放电特性好。

金属化电容器 (metallized capacitor) 用表面粗化的聚丙烯膜上蒸镀一层 $(5\sim10)\times10^{-3}\mu m$ 厚的锌或铝作电极的电容器。这种电容器的特点是当介质（膜）击穿时，击穿点周围的镀层会瞬间蒸发掉，绝缘立即恢复，仍可以继续使用，即所谓具有自愈能力，又称为自愈式电容器。金属化电容器介质的工作场强较高，大约在 (40～60)kV/mm，所以比金属箔电容器特性好，体积小、质量轻，这种电容器以干式为主。

基本结构 箔电极并联电容器的结构如图所示，它主要由芯子、外壳和出线结构三部分组成。芯子主要由若干元件按一定的设计要求串、并联而成。元件由一定厚度及层数的固体介质和铝箔电极卷绕一定圈数后压扁而成。常用的固体介质有电容器纸、塑料薄膜或纸与膜搭配复合。铝箔有的采用激光裁切或边沿折边。元件间连接采用机械压接或锡焊而成。为了使元件浸渍良好，广为采用的技术是使用粗化膜和箔的压花，铝箔的折边是为了改善电极边缘电场强度。单台电容器为密封结构，出线套管也为密封式，在外壳法兰和端帽处，采用表面涂敷金属层，然后以钎焊焊接，或用耐油橡胶密封固定等办法进行密封。电容器元件经串、并联后组成芯子，经预烘、试验合格后装入外壳内装配好，再经高真空干燥处理、浸渍处理和封口等工序，即成电容器产品。



箔电极并联电容器的结构

1—出线套管；2—出线连接片；3—连接片；4—元件；5—出线连接片固定板；6—组间绝缘；7—包封件；8—夹板；9—紧箍；10—外壳；11—封口盖

单台电容器容量在 334kvar 及以下时，外壳采用薄钢板焊接而成，内部浸渍剂由于温度的变化而引起体积的变化是通过薄钢板的膨胀和收缩来平衡的。当单台容量较大时，就需在电容器内部装设膨胀器，以调整在所有温度变化范围内浸渍剂体积的变化。

金属化电容器是将镀有锌或铝的膜卷绕成元件，元件的两端经喷涂锌，再焊上引线作为电容器的基本单元，可按实际要求的容量并联不同个数的元件。单个元件的外部用塑料封装，然后再组装于薄铁片的外壳中即成电容器。一般内部各相的均有并联的放电电阻，有的元件还串接熔丝。

用途 并联电容器是使用最多的一种无功补偿装置，它的主要用途有：①装设于用户负荷处、配电线路中或高中压变电站内，以改善功率因数及电压质量；②装设于枢纽变电站内，用负荷开关或六氟化硫断路器分组投切，以控制电网电压、提高电网稳定性；③用于超高压直流输电系统，以补偿换流站的无功功率；④与各种静止无功补偿装置配套使用，并兼作滤波器。

发展简况 电容器研究始于 1900 年，世界上第一个并联电容器实际上是一个大的莱顿瓶，可做到 10kV 电压等级。第一次世界大战期间美国很快发展了纸介质电容器，纸先浸以石蜡，制成成品后再浸油。1930 年制成了氯化联苯电容器，直到 1960 年此类电容器曾在世界上盛行一时。中国的电容器制造业开始于 1958 年，当时只生产油纸电容器。1965 年以后也生产了一批氯化联苯电容器。此后新的毒性小的材料，如烷基苯、烷基萘、二芳基乙烷、苯甲基硅油、异丙基联苯等浸渍材料先后问世。中国在这些新的毒性小的浸渍材料未研究出之前，1970 年后又改用油纸介质，这个阶段电容器的质量问题很大，年损坏率很高，给电力系统运行带来了很大的损失。进入 20 世纪 80 年代，中国开始生产十二烷基苯和膜-纸复合材料的电容器后，质量有很大的提高，以后又逐渐采用二芳基乙烷的浸渍介质，产品质量和经济性都有了很大的改善。经引进和消化其他国家的技术，全膜电容器、单台大容量电容器、集合式电容、高/低压干式金属化电容在中国相继出现，在运行使用中也相当稳定。中国电容器的产品质量已达到世界水平，在电力网中广泛采用。

binglian dianrongqi chengtao zhuangzhi

并联电容器成套装置

(shunt capacitor bank complex) 将并联电容器组及其所需的一、二次配套设备全部在工厂中组装好，能够成套供应的装置。

成套装置包括：①并联电容器本体；②单台熔断器；③断路器、隔离开关和组合柜体；④放电线圈、串联电抗器或组合柜体；⑤金属氧化物避雷器；⑥继电保护及信号装置；⑦自动投切装置及测量仪表；⑧其他按实际需要提供的附件。

断路器的选择应符合不重燃的原则，触头弹跳时间不应大于 2ms。对频繁投切的电容器应选用经投切电容器组型式试验合格的断路器或负荷开关。

串联电抗器是串联在电容器回路中用于限制合闸涌流和防止高次谐波放大的。它可以是空芯干式的，也可以是油浸铁芯式的。在户内使用时，为避免漏磁通影响其他电气设备，宜选择铁芯电抗器。串联电抗器的参数按不同要求选取，如仅用于限制合闸涌流时，电抗率取 0.1%～1%，用于抑制 5 次以上谐波取 5%～6%，抑制 3 次谐波取 12%～13%。

应特别注意放电线圈的接线，当电容器组为单星形接线或双星形接线时，放电线圈的中性点不能接地，务必要和电容器的中性点相连。放电线圈接成 V 形接线或三角形接线都不可能使电容器组的中性点电荷放完，即使是停电的电容器组并且端部隔离开关三相短路接地，中性点仍可能带电。

保护电容器的熔断器可以采用外熔断器或内置熔丝。电容器单台熔断器的时间-电流特性曲线，应选择在被保护的电容器外壳的 10%爆破曲线的左侧。单台电容器内部故障保护用熔断器应按被保护电容器额定电流的 1.37～1.50 倍选取，熔断器的爆破能量应不小于 15kJ。内熔丝电容器不宜设置外熔断器。

电容器的成套装置与用户自己设计组装相比，其优点是产品更为标准化、系列化、安装方便，并且能保证组装质量、缩短施工周期。可以是户内式、户外式和半露天式。

binglian dianrongqi shiyan

并联电容器试验 (shunt capacitor tests) 在制造、出厂、交接、运行和检修中采用测试设备鉴定并联电容器性能和质量的方法。按试验性质不同，一般分为型式试验、例行试验、验收试验和特殊试验。并联电容器试验依据标准有：IEC 60871—1997 *Shunt capacitors for a.c. power systems having a rated voltage above 1000V*、GB/T 11024《标称电压 1kV 以上交流电力系统用并联电容器》、DL/T 840《高压并联电容器使用技术条件》，其中 GB/T 11024 是按 IEC 标准等同翻译的。具体试验项目列于下表。

并联电容器试验项目

序号	项目	型式试验	例行试验	验收试验	特殊试验
1	电容测量		√	√	
2	电容器损耗角正切（tanδ）测量		√	√	
3	端子间电压试验	√	√	√	
4	端子与外壳间交流电压试验	√	√	√	
5	内部放电器件试验		√		
6	密封性试验		√		
7	内部熔丝的放电试验		√		
8	热稳定性试验	√			
9	高温下电容器损耗角正切（tanδ）测量	√			
10	端子与外壳间雷电冲击电压试验	√			
11	短路放电试验	√			
12	电容器配用的外部熔断器的试验	√			
13	内部熔丝的隔离试验	√			
14	耐久性试验				√
15	外观检查		√		
16	单台局部放电试验		√		
17	极对壳局部放电熄灭电压测量				
18	tanδ 与温度的关系曲线测量		√		
19	元件及整台电容器的局部放电试验	√			
20	外壳爆破能量试验	√			
21	套管受力试验	√			
22	抗震试验	√			
23	压力补偿器试验	√			
24	引出端对外壳绝缘电阻			√	

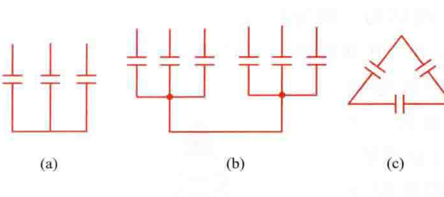
注：1. 端子与外壳间交流电压试验户外产品型式试验要进行湿试。
2. 电容器配用的外部熔断器的试验标准规定在装置试验时进行，单元产品不做该项试验。
3. 抗震试验在装置上进行，由厂家进行仿真计算；抗震试验是针对整体而言，不做试验。
4. 压力补偿器试验，由厂家自己模拟。
5. 序号 14 及以后项目均为 DL/T 840—2003 要求试验项目。

binglian dianrongqizu jiexian

并联电容器组接线 (shunt capacitor bank connection) 将并联电容器连接成三相电容器组的接线方式。选择接线方式要考虑：①安全的原则，不要因电容器内部故障而引起相间短路。②电容器组的爆破能量不能过大，即并联接线的台数不能过多，以免因一台电容器故障其他完好电容器对其放电而引起爆炸。③电容器故障的继电保护灵敏度及其是否简单可靠。④电容器组的每相或每个桥臂，由多台电容器串联组合时，应采用先并联后串联的接线方式。

并联电容器组接线通常有单星形接线、双星形接线和三角形接线三种，如图所示。

单星形接线　电容器的一端分别接向各相电源，另一端连接在一起构成三相中性点的接线，如图（a）所示。单星形接线的优点是接线简单，投资省，有多种保护方式，并且当任一台电容器被击穿时，故障电流都将受到限制，一般不会导致电容器爆炸。缺点是当一相中的一台电容器被击穿时，如不加以隔离，将使其他两相电容器严重过电压。单星形接线方式适用于中型电容器组。



并联电容器组接线
（a）单星形；（b）双星形；（c）三角形

双星形接线　由两个单星形接线的并联电容器组并联连接而成的接线，如图（b）所示。与单星形接线相比，双星形接线的突出优点是可在两组电容器的中性点连线上加装简单且十分灵敏可靠的电流或电压不平衡保护。缺点是接线复杂、占地大。双星形接线方式适用于大型高压电容器组。

三角形接线　任一电容器的两端分别与两相邻电容器的一端连接而成三角形的接线，如图（c）所示。三角形接线的优点是接线简单，投资省，每一电容器的运行电压与其他两相电容器的状况有关。缺点是当每相只有一个串联节时，任一台电容器被击穿都会造成两相短路，故障电流很大，容易引起电容器爆炸，如果采用单台熔断器进行保护，则要求其断流容量足够大，不经济。三角形接线方式适用于短路容量较小处的小型电容器组。

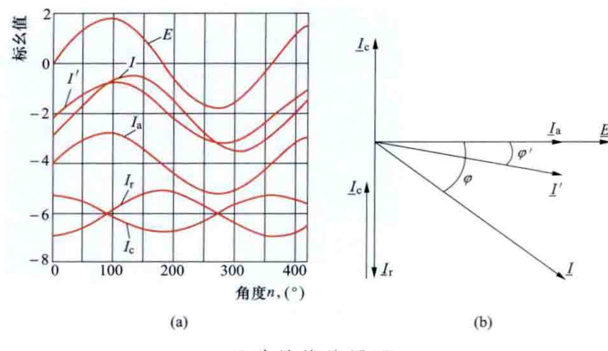
binglian wugong buchang zhuangzhi

并联无功补偿装置 (shunt reactive power compensator) 并联在电力网上，向电网注入或从电网吸收无功功率的装置，常称无功补偿装置。无功功率的性质，有感性无功功率和容性无功功率的区别，无功功率的表现为无功电流的流动。无功电流经过导线和电力设备时会产生损耗，在产生无功功率的设备旁就近消除无功电流是节能降耗的重要措施。无功电流经过导线和电力设备还会产生电压降，使系统受端电压降低。

基本原理　把输出容性无功功率的装置与感性负荷（或把输出感性无功功率的装置与容性负荷）并联在同一回路，使容性和感性无功功率主要在补偿装置和负荷之间相互交换，而仅有余下的一小部分与系统交换。这样的过程称为无功补偿。图（a）和图（b）很好地说明了这一过程。

图（b）中，与负荷无功电流相反的补偿电流 $\underline{I}_c$，也是无功电流，它比电压相位 $\underline{E}$ 超前 1/4 周期。

图（b）中的负荷无功电流 $\underline{I}_r$ 是感性的，并联无功补偿电流 $\underline{I}_c$ 为容性，负荷的感性电流与容性补偿电流全部或部



无功补偿的原理

(a) 典型的负荷电压电流波形图；(b) 典型的负荷电压电流相量图

$\underline{I}'$—补偿后电流；$\underline{I}$—补偿前负荷电流；$\underline{I}_a$—有功电流；$\underline{I}_c$—容性补偿电流；$\underline{I}_r$—无功电流成分

分抵消，剩余的无功电流在图中是 $\underline{I}_r$ 。负荷电流中的有功部分是 $\underline{I}_a$ ，总的电流和功率因数为

$$I = \sqrt{I_a^2 + I_r^2}, \cos\varphi = \frac{I_a}{I}$$

经过 I_c 补偿以后的电流为 I' 和功率因数 $\cos\varphi'$ 为

$$I' = \sqrt{I_a^2 + (I_r + I_c)^2}, \cos\varphi' = \frac{I_a}{I'}$$

因 I_c 为负值，所以 I' 小于 I，功率因数 $\cos\varphi'$ 大于 $\cos\varphi$。

图 (a) 中 I' 小于 I，即补偿后经过系统阻抗的电流变小，电压降和损耗也都相应减小。图 (a) 是电压和电流各量的波形，其中 $\underline{I}_a$ 与 $\underline{E}$ 同相位，$\underline{I}_r$ 滞后 $\frac{\pi}{2}$ ，$\underline{I}_c$ 超前 $\frac{\pi}{2}$ 。图 (b) 是电压和电流各量的相量图，补偿后电压电流的相位角 φ' 小于负荷功率因数角 φ 。

分类 按装置的技术特性不同可分为同步调相机、并联电容器、并联电抗器、静止无功补偿装置、静止同步补偿装置五类。

同步调相机 20 世纪早期，无功补偿使用同步调相机，它是一种完整的同步电机，通过调整励磁电流大小，可以改变电机的端电压，在并网的条件下，其电压越高，无功发出量越大。它可以按照系统电压的要求调节励磁电流，即输出电压和无功，这样形成闭环的动态补偿。由于调相机是旋转电机，它的运行维护要求严格，其励磁和冷却系统也需消耗有功功率。提供稳定的短路电流，是同步调相机的重要特性。对于线路换相的高压直流输电，调相机可提供可靠的换相电流。如果系统短路电流不足，则调相机有保证直流输电运行的作用。对电源不足的系统，它所提供的短路电流对继电保护也是必要的。由于励磁绕组电感较大，因此调节无功功率和电压的速度慢。

并联电容器 并联连接于电网中，主要用来补偿感性无功功率以改善功率因数的电容器。并联电容器在电网中使用数量很大，大约相当于发电机安装容量的 40%～50%，与同步调相机相比，它的主要优点是投资少，能耗低，运行维护方便，运行费用低，可以分散安装，就地补偿。缺点是无功出力不能平滑调节，当电网电压下跌时，其无功出力按电压平方的比例下降。

并联电抗器 见高压并联电抗器。

静止无功补偿装置 见静止无功补偿装置。

静止同步补偿装置 也称为静止无功发生器（static var generator，SVG)，具有响应速度快、占地小等优点，未来有占领无功补偿领域的趋势。尤其是链式结构的静止同步补偿装置（static synchronous compensator，STATCOM），因其对不平衡负载的适应能力较强，而日益受到重视。但由于包含器件、装置和应用系统的相关技术还处于不断创新、验证和发展阶段，技术上的潜力有待进一步开发。

主要功能 电网的负荷是在不断变化的，有的变化很快，如炼钢电弧炉、初轧机等；有的还伴随有三相不平衡，如炼钢电弧炉、电力牵引等。这些负荷的非线性特性中包含了无功冲击、三相电流不平衡、高次谐波等。其中，最基本的特征是无功功率波动，这就要求补偿装置必须能够跟踪负荷的无功变化，以期达到最佳补偿效果。具备快速调节能力的静止无功补偿装置或静止同步补偿装置能够满足这种需要。不同类型的无功补偿装置各有其特点，但共同的功能可以归结为：①减少系统电能损耗，提高输配电效率；②提高电压稳定，避免电压崩溃；③提高输送容量，增加稳定裕度；④增加系统的暂态稳定性能；⑤增进系统的阻尼；⑥三相不对称负荷的平衡化；⑦抑制次同步谐振；⑧抑制电压波动和闪变，改善系统对称性，提高电能质量。

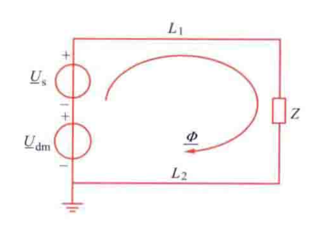
关键器件和设备 构成无功补偿装置的设备包括投切电容器组和并联电抗器组的断路器、并联电容器、滤波电容器、限流电抗器、滤波电抗器、晶闸管、晶闸管阀及其冷却和控制保护系统、绝缘栅双极型晶体管（insulated gate bipolar transistor，IGBT)、可关断阀及其冷却和控制保护系统、接入变压器、接入电抗器等。

发展概况 电网各部分的无功功率随负荷和系统结构的变化而不同。因此，无功补偿设备必须能够随系统无功量的变化而调节无功输出，为此，研发出了多种能够实现无功功率跟踪调节的装置。最早、最简单且应用最多的是机械开关投切并联电容器装置。但由于开关重燃、操作机构电气和机械寿命限制等原因，无法实现快速、频繁、可靠投切，因而不能完全满足电网对无功补偿的要求。至 20 世纪 70 年代，电网中采用的并联无功补偿技术主要以机械断路器投切的并联电容器、电抗器和可连续调节的同步调相机为主，而同步调相机是当时电力系统中完全可控无功补偿装置的唯一选择。进入 20 世纪 70 年代，随着以晶闸管应用为代表的电力电子技术的发展，晶闸管阀技术逐渐应用于电力系统的无功补偿领域，并开发了一系列能够实现电容器装置无涌流频繁投切，动态、连续、分相调节的静止无功补偿装置（static var compensator，SVC)，带动了电网控制理论和无功电压控制技术的发展和完善。SVC 作为灵活交流输电技术的关键组成部分，在电网的发、输、变、配各个环节得到了广泛应用。进入 21 世纪，随着以高电压、大容量 IGBT 技术的不断发展和完善，以 IGBT 为核心开发出了不同原理和拓扑结构的新型并联无功补偿装置（如静止同步补偿装置）。用碳化硅（SiC）宽禁带半导体材料研发的新一代功率半导体器件，相对于硅材料器件，具有高电压、大容量、高开关频率、高导热性能和低损耗的显著特点，其可能取代硅材料器件。随着电压源换流技术的不断发展和完善，以此为核心的一系列灵活交流输电、电压源型直流输电、电力控制装置开始得到应用，展现出无功补偿与各类输变电、配用电设备融为一体的发展趋势。



chamo ganrao

差模干扰 (differential mode interference) 出现在电路往、返引线之间的电磁干扰。它与有用信号相串联，在敏感设备上形成干扰电压。产生差模干扰的原因大多是外界磁场产生的感性耦合或共模转换。外界磁场产生的感性耦合典型电路如图所示，当往、返引线 L_1 和 L_2 的环路与外界磁场所交链的磁通变化时，环路中将产生感应电动势 $\underline{U}_{dm}=-j\omega\underline{\Phi}$，引起差模干扰。共模转换形成的差模干扰见共模干扰。



外界磁场耦合引起的差模干扰

$\underline{U}_s$—源电动势；L_1、L_2—往、返引线；Z—受端阻抗；$\underline{\Phi}$—外界磁通；$\underline{U}_{dm}$—差模干扰

因差模干扰 $\underline{U}_{dm}$ 在电路中与源电动势 $\underline{U}_s$（有用信号）相串联，使阻抗 Z 上叠加一干扰分量。在测量或控制电路中，叠加在有用信号上的这种干扰分量可引起测量误差或控制误动等不良后果。为抑制差模干扰，可采取双绞线、屏蔽电缆、光缆、滤波器、浪涌抑制器等措施。

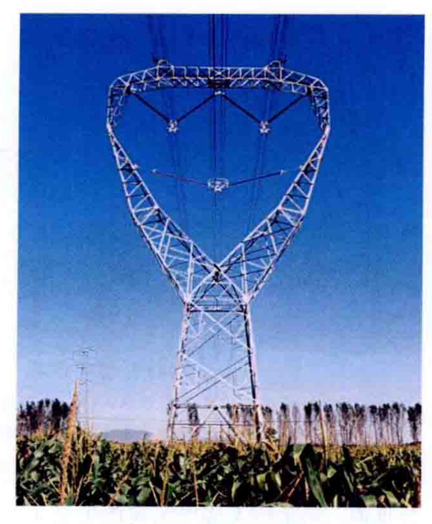
Changping-Fangshan 500kV jincouxing jiaoliu shudian xianlu

昌平—房山500kV紧凑型交流输电线路 (500kV compact AC overhead transmission line from Changping to Fangshan) 中国建成的第一条500kV紧凑型输电线路（如图所示），简称昌房线，于1999年11月18日建成投产。

线路北起北京昌平变电站，止于北京房山变电站，全长81.135km。设计自然输送功率1309.6 MW，是常规线路自然输送功率的1.34倍。工程应用500kV紧凑型输电技术，通过缩小导线相间距离、增加相导线分裂根数和相导线等效半径，减小波阻抗，达到了提高自然输送功率、有效压缩线路走廊的目的。

线路途经北京西北部地区，沿线有较多的风景区、规划区、矿区、军事区和其他禁区，走径困难，高山大岭占全线的1/2，海拔高度50～1000m，最大设计风速32m/s，最大覆冰厚度10mm。全线使用铁塔195基，其中直线塔132基，转角塔63基。

线路每相导线采用六分裂标称铝截面为240mm² 钢芯铝绞线；子导线呈正六边形布置，接圆直径为750mm，子导线间加装间隔棒；三相导线呈等边倒三角形布置，相间距离为6.7m（分裂导线中心间距离），相导线间最小距离为5.95m。当档距大于800m时，上两相导线加装了相间间隔棒。架空地线采用两根GJ-80钢绞线。



昌平—房山500kV交流输电线路
（傅春蘅 摄）

为保证实现三相导线的排列方式、相间无接地构件，设计了系列直线塔、耐张转角塔、终端塔和满足变电站导线相序要求的换相塔。

直线塔全部采用V型复合绝缘子金具组装串，其最小夹角为88.4°；跳线用悬垂绝缘子金具组装串采用复合绝缘子，耐张绝缘子金具组装串采用玻璃绝缘子。

设计采用的最大统计操作过电压倍数，相对地为1.8p.u.，相对相为3.3p.u.。但为了提高线路的耐雷水平，降低操作冲击闪络概率，考虑运行习惯、便于推广等原因，绝缘子串长仍取155mm×28。带电作业时，最大操作过电压实际只有1.72p.u.，较常规500kV线路确定带电作业时最大操作过电压2.18p.u.要低，工程设计中相对地部分的安全距离仍取3.7m。可以进行与常规线路相同的带电作业项目，有安全的进入高电位通道和安全作业距离。

导线表面最大电场强度为17.83kV/cm，并低于国家标准。地面电场强度高于4kV/m的宽度仅为16m，是常规线路宽度的1/3。其电气参数的对称性好，提高了电网的运行品质。

线路的绝缘子、金具、铁塔钢材、基础材料用量较常规线路有所提高，其中直线塔由于较常规线路高出约6m，且采用六分裂导线，增加了外负荷，加大了铁塔总弯矩，直线塔平均塔重较常规线路提高了约14%；耐张塔由于大幅度压缩相间距离，使得跳线较为复杂，增加了跳线横担数量和长度，耐张塔平均塔重较常规线路提高了约2%；全线铁塔钢材量较常规线路提高约8%；由于基础作用力的增加，基础混凝土量较常规线路提高约4%。线路走廊宽度较常规线路压缩约18m，减少了导线风偏开方量和房屋等设施拆迁量；地面电场强度高于4kV/m的宽度较常规线路压缩约66%。安装工程费较常规线路提高约10%，工程投资较常规线路提高约5.9%，单位自然输送功率建设投资较常规线路降低约21.2%。

Changzhi 1000kV biandianzhan

长治1000kV变电站 (Changzhi 1000kV substation)

中国华北地区电压等级最高的变电站，位于山西省长治市。工程于2006年12月开始建设，2009年1月正式投入运行。

1000kV配电装置向西出线，500kV配电装置向东出线。站前区布置在站区南侧，从南侧进站。全站共计征地面积8.66hm²，其中围墙内占地面积7.78hm²。

建设规模 包括1000、500、110kV三级额定电压。主变压器3组，本期1组，单组容量3000MV·A。1000kV出线最终10回，第一期1回。500kV出线最终10回，第一期5回。110kV没有出线。每组变压器低压侧最终装设8组低压无功补偿装置，本期装设2组240Mvar低压电抗器和4组210Mvar低压电容器。1000kV高压并联电抗器最终6组，第一期1组，容量为960Mvar。

电气主接线 1000kV远期按一个半断路器接线设计，本期为“双元件双断路器”的过渡接线；进线段线路2km采用负保护角方案，1000kV出线和高压并联电抗器采用共用避雷器方案。500kV采用一个半断路器接线，远期10线3变，组成6个完整串和1个不完整串；本期5线1变，组成6个不完整串。主变压器第三绕组侧采用单母线接线，每组主变压器下设2段单母线，分别装设总断路器。110kV中性点不接地。

主要电气设备型式 主变压器采用单相、自耦、无励磁调压变压器，1000kV高压并联电抗器采用单相、油浸式。1000kV采用GIS设备（如图所示），短路水平按50kA考虑；出线及主变压器避雷器和电压互感器按敞开式设备设计。500kV采用HGIS设备，短路水平按63kA考虑。避雷器和电压互感器按敞开式设备设计。主变压器第三绕组110kV侧按敞开式设备考虑。110kV总断路器和分支断路器短路水平按40kA考虑。



长治特高压变电站1000kV GIS设备（吴克芬 提供）

电气布置 1000kV配电装置采用一字型布置，通过GIS出线套管经四分裂软导线用V型悬吊绝缘子串接入1000kV线路，主变压器采用软导线经构架与GIS连接。出线间隔宽度54m。500kV配电装置采用断路器三列式布置，母线采用悬吊式管型母线布置，出线间隔宽度28m。110kV配电装置采用敞开式户外中型布置。

changkaishi kaiguangui

敞开式开关柜 (open type switchgear cubicle)

能明显地看到柜内各元件的开关柜，又称开启式开关柜。其外壳或隔板用网门结构，没有防护等级的要求，离地2.5m高的带电元件还允许暴露在柜体外面。敞开式开关柜结构简单，制造方便，价格便宜，且能明显地看见进、出线及母线隔离开关的分、合状态。但敞开式开关柜也存在严重缺点：①在门上没有联锁装置，以致容易使人误入带电间隔；②网门结构在开关柜发生事故时，会危及柜外人员的人身安全；③所需空间较大。为此，又将网门改为铁门，并增设观察窗，称为半封闭式开关柜。有的还增加了防误操作闭锁装置。20世纪90年代开始，敞开式开关柜已逐渐为封闭式开关柜所取代。

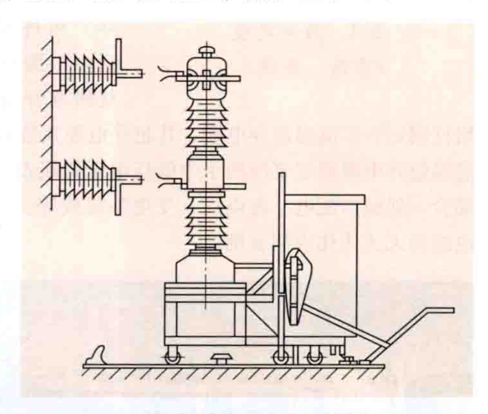
changkaishi zuhe dianqi

敞开式组合电器 (open type composite apparatus)

外绝缘暴露在大气中的组合电器。它是将几种常规的高压电气设备按电气主接线要求有机地结合为一体，在结构上相互依托借用，各电器元件仍保持原有的技术性能和结构特点，但拆开以后部分设备不能独立运行。敞开式组合电器相间距离与常规高压电气设备相同，但是压缩了纵向尺寸，因此具有结构紧凑、占用场地少的特点，可减少变电站的占地面积，改善运行环境，也可布置在室内。

常见的252kV及以上的敞开式组合电器有以隔离开关为主体和以断路器为主体两种。前者包括电流互感器、电缆终端等元件，其特点是隔离开关静触头装在其他元件上，组合后纵向长度小，机械稳定性好；后者包括隔离插头、电流互感器等元件，其特点是断路器采用小车式结构，隔离开关简化为一对隔离插头，便于断路器与隔离开关之间实现机械联锁，防止误操作。如图所示为40.5kV断路器-隔离开关敞开式组合电器结构示意图。

中国在20世纪70年代已开发出ZH1系列以隔离开关为主体的敞开式组合电器产品，其电压等级为126、252、363kV，有十多种组合形式。90年代出现越来越多的敞开式组合电器产品。在这些产品中，将12～40.5kV的若干电器组合后，用树脂浇铸成整体，形成系列产品。通常，此类产品由接受订货的工厂根据工程要求进行设计，选择合理的组合形式生产供货。



40.5kV断路器-隔离开关敞开式组合电器结构示意图

20世纪90年代中期瑞士ABB公司重点开发以断路器为主体的户外126～550kV敞开式组合电器，其中包括126～252kV六氟化硫断路器、电流互感器、隔离插头的户外敞开式组合电器，采用小车式结构。126～550kV SF_6断路器、电子式组合光电电流和电压互感器、隔离开关的户外敞开式组合电器，二次采用插件式结构。它们都能取得节省占地的效果，而价格比气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）便宜。

chaodao dianlan

超导电缆 (superconducting cable)

利用在超低温下出现失阻现象（超导状态）的某些金属及其合金作为导体的电缆。能实现超导状态的金属及其合金有铌、钒、铌三锡、铌钛、铌锆、铌三锗、铌三镓以及近来发现的铌铝锗合金等。这种电缆由于导体处于超导状态，导体的电阻损耗趋

于零，所以能极大提高输送容量。为了保持导体超导状态的稳定性，要求控制导体运行不超过三个临界条件，即临界温度、临界磁场强度和临界电流。选用的电力电缆的导体要求具有高的临界温度和临界磁场强度，以获得大的载流能力和低的交流损耗。交流超导电缆的磁滞损耗和绝缘介质损耗随着输送容量的增大而迅速上升，因此它的输送能力比直流超导电缆要小得多，在处理好磁通跳跃等问题后高温超导电缆应用于直流输配电领域将会带来更大的经济效益。超导电缆（见图1）的结构要求有十分完善和严密的绝热层。制冷介质一般采用液氦和液氮。超导电缆技术研究开发正趋向于高温（77K，−196.15℃）超导技术，而铋系高温超导输电电缆是当今各国在高温超导技术强电应用研究领域的首选项目。



图1　超导电缆
（信赢　提供）

高温超导电缆技术的发展已有20多年的历史，一些科技发达的国家对此进行了研究。中国第一组实用型30m长、3相35kV/2kA超导电缆于2001年9月研制成功，并于2004年4月在云南昆明普吉变电站正式挂网运行（见云南昆明普吉变电站35kV超导电缆工程），是继美国（1999年）和丹麦（2001年）之后由中国自行完成整个系统研制开发的世界上第三组挂网运行的高温超导电缆，其超导电缆系统运行现场见图2。高温超导电缆将主要应用于中低压电压等级及短距离大电流的场合，如城市配电、发电厂、变电站母线等。长距离超导输电电缆尚无实用化应用实例。



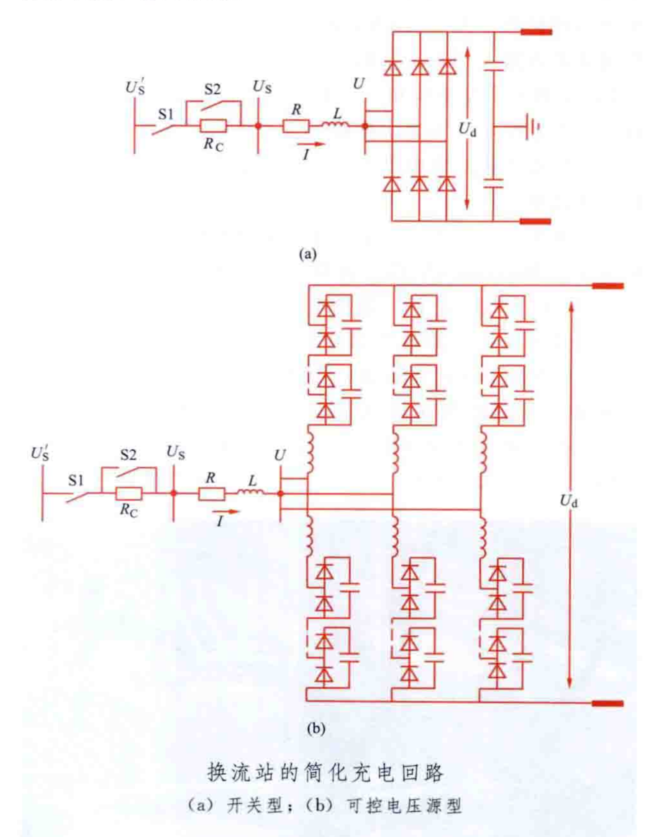
图2　云南昆明普吉变电站超导电缆系统运行现场
（信赢　提供）

chongdian dianzu

充电电阻　(charging resistor of VSC-HVDC)　串联在电压源型直流输电充电回路中，在系统起动时起限流作用的电阻，如图中 R_C 所示。

电压源型直流输电换流器闭锁零状态充电（直流侧电容器的预充电）属于电压源型直流输电换流站起动过程的第一步。在中低压应用领域，常通过辅助电源的他励方式对电容器预充电，这在大容量电压源型直流输电应用中很不经济。电压源型直流输电多采用自励的方式对电容器充电。

电压源型直流输电换流器闭锁零状态充电之前，换流器中电容电压为零，绝缘栅双极型晶体管（IGBT）处于关断状态，并且IGBT缺少触发所需能量，不能开通。在系统起动之初，只能通过各子模块IGBT上的反并联二极管对电容充电。由于整个换流站充电回路的等效电阻阻值都比较小，在不采取辅助措施的情况下，电压源型直流输电换流器在充电过程中，特别是合闸瞬间，将产生几倍、甚至十几倍于正常工作时的充电电流，从而危及换流装置的安全。电压源型直流输电充电电阻值是根据换流站起动时设备的电流承受能力来确定的，该电阻串接在充电回路中，承担限制主电路中合闸电流峰值的作用。



换流站的简化充电回路
(a) 开关型；(b) 可控电压源型

充电电阻连接方式　电压源型直流输电充电电阻通常串接在换流器的交流侧。

当充电电阻串接在换流器的交流侧时，既可以接在联接变压器的网侧，也可以接在联接变压器的阀侧。若充电电阻接在联接变压器的网侧，还可以减少交流断路器合闸时联接变压器的励磁涌流。

图(a)和图(b)分别为开关型和可控电压源型电压源型直流输电换流器交流侧采用自励方式起动时的等效电路，图中 R_C 为充电电阻。自励方式充电时，充电网络经由6个桥臂的反并联二极管构成的整流电路对直流侧电容或子模块电容进行充电。在不考虑电压源型直流输电换流器相关损耗等因素时，图中所示的充电回路可以等效成一个二阶电路，当电路中电抗 L 和电容 C 一定时，充电电流的大小和充电时间可以通过选择合适的充电电阻值来实现。

充电电阻选择　电压源型直流输电系统中，充电电阻阻值的选择必须综合考虑设备允许的最大电流、起动速度、电阻体积等因素。

（1）设备允许的最大电流：换流器IGBT通流能力和换流器交流出口电流限制了充电电流 i_C 的上限，记为 I_{Cmax}，

充电电阻必须满足下式要求

$$R_C \geqslant \frac{U_{L\max}}{2I_{C\max}}$$

式中 $U_{L\max}$ 为系统线电压峰值。

（2）起动速度：在换流器直流电容容值一定的情况下，过大的电阻意味着较大的充电时间常数。工程应用中，系统起动时间不能过长，充电电阻阻值不应过大。

（3）电阻体积：充电电阻只是在系统起动过程中发挥作用，起动完成后，由旁路开关将其短路，不应占据换流站太大空间。通常来说，阻值越大，相应的冲击功率就越小，体积也相应减小。

充电电流的大小和充电速度取决于交流系统短路容量、联接变压器和相电抗器（或阀电抗器）电抗、直流侧等效电容、变压器二次侧电压和投入时刻等因素。充电电阻越大，其限制过电流的效果越好，但同时带来电容器电压上升较慢的后果，延缓起动速度。在选择充电电阻时应综合考虑以上三个因素。

chongqi dianlan

充气电缆 (gas filled cable) 用加压气体为绝缘的一种电缆，可以是自容式电缆或管式电缆。一般是用高压力的氮气填充油纸绝缘中的气隙以提高绝缘性能的一种电力电缆。曾用于 33～138kV 的电力电缆线路中，有些也用于 275kV 的电缆线路。

充气电缆的油浸纸绝缘中的气隙被高压力的氮气填充后，其绝缘强度与氮气的压力成近似线性比例。按不同电压等级的气体工作压力的不同，充气电缆可分为低压力、中压力和高压力三种，气体的压力分别为 0.15、0.45、1.45MPa。

充气电缆的游离电场强度与沿电场方向的气体间隙大小有关，间隙厚度愈小则游离电场强度愈高。因此，充气电缆和充油电缆一样，常使用薄纸带作为绕包绝缘以提高其电气强度。

充气电缆所用的气体大多采用干燥氮气。氮气与油浸纸绝缘直接接触，是绝缘的组成部分，其含水量不超过 0.03%，纯度在 99.95%以上。氮气不纯会使电缆绝缘酸化和受潮，并使介质损耗因数增加。近年来也有试用负电性气体的，以提高绝缘层总体的击穿强度。

1933 年，C. J. 比佛（C. J. Beaver）创始了充气电缆，在英国得到了推广使用。虽然充气电缆有不少独特优点，如成本低、没有静态压力等，但由于它的电气性能不及充油电缆，更由于近年来挤包绝缘电缆的发展，充气电缆已被淘汰。

chongyou dianlan anzhuang

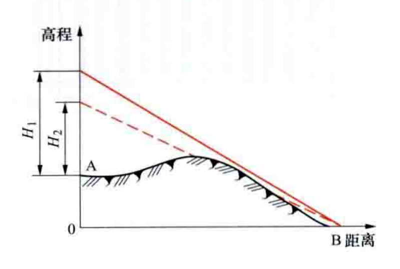
充油电缆安装 (oil-filled cable installation) 充油电缆敷设施工，接头和终端制作工作的总称。由于充油电缆的结构特点，其安装工作也与其他类型电缆有所不同，在电缆本体敷设和电缆接头、电缆终端的安装等环节，都需要采取一些特定的技术措施。

充油电缆敷设　充油电缆的敷设方法与其他电缆基本相同，但在敷设时需要注意电缆内部的油压变化。特别是当线路高差较大，电缆由低处往高处牵引敷设时，与电缆相接的压力箱要求有足够的油压，确保在高处的电缆内的油压高于最小允许压力（见电缆敷设计算）。在牵引电缆时，电缆经过拐弯处受到侧压力的作用，充油电缆耐受侧压力的能力与其内部油压有关，应保持在拐弯处的充油电缆内的油压不低于 0.2MPa，否则充油电缆在拐弯时易被压扁。

充油电缆接头和终端的安装　充油电缆的接头和终端头的安装需要较长的时间，要在安装现场架设防风雨的帐篷或活动房，在接头坑内还要安装临时的排水泵。保持安装现场空气清洁和湿度较低是确保接头或终端质量的必要条件，一般可在帐篷或活动房内设置小型空调或空气干燥器，使空气湿度不超过规定值。此外还需要对压力箱进行补油和给接头与终端注油用的移动式电缆油真空去气装置。

充油电缆必须在正油压下进行连接，以免空气和潮气侵入内部。为此，在接头之前必须给压力箱补油，使其油压上升到一定值，使得切割电缆制作接头时在电缆线路任一点的油压不会下降至低于大气压。如果电缆线路由两段以上的电缆组成时，就要根据电缆线路的纵断面轮廓图仔细选择供油点的位置。如果线路比较平坦，油压问题并不严重，可以将电缆内油的流量调节到很小的数值而油不会过分流失。对于非常陡的线路，如不采取合适的预防措施，电缆内的油就会很快流尽。相反，如供油点选择不当，也会造成电缆内部过高的油压。对于非常陡的线路，除了在线路设计时，在现场制作接头的过程中也必须十分注意保持适当的油流。如油流量过大，则在采取措施能够将油流止住的阶段之前要用冷冻法阻止油流。

在平坦的线路上制作接头时，供油的压力箱应放在离开接头处所能允许的较远位置，使油流经一段较长的电缆以减小油流速度和油的流失，但也不能放得太远而使油流降低到小于制作接头时所要求的油流。例如有如图所示的电缆线路。在 B 点制作接头时，为保证线路上任一点的油压均大于大气压，则布置在 A 点的压力箱的压力可按下述方法来确定。由 B 点向纵坐标作一射线（图中实线），射线不能低于线路上的凸出部分，它与纵坐标的交点即为该压力箱相对于 A 点的最低允许压力的油柱高度 H_1。如油压下降至 H_2，则射线（图中虚线）与电缆线路的轮廓相割，此时在射线以上的这部分电缆内出现负压，这种情况在任何时候都是不允许的。如果 H_1 的值超过了电缆或压力箱本身的最高允许压力，则必须采用冷冻法堵油保压。对敷设在落差较大的垂直竖井中的电缆，在安装接头或终端时则必须采用真空法或冷冻法防止空气和潮气侵入电缆内部。



根据线路轮廓确定供油油压的示意图

在连接工作完毕后，立即对接头或终端进行真空处理。在抽真空过程中，要求在真空状态下排除接头或终端内渗出的油，否则渗出的油浸没部分或全部绝缘后会影响绝缘中水分和空气的排出。真空处理完毕后，将经过真空去气处理并检验合格的新电缆油注入接头或终端。在任何时候都不要将新电缆油直接用油泵注入电缆内，因为由油泵输出的油的压

力是脉动的，对电缆可能造成危害。此外，当油泵发生事故停车时，会使电缆失去压力而进气，因此新电缆油必须通过压力箱向电缆和接头或终端注油，以获得稳定的油压并防止失压。

将接头注满电缆油并使油压恢复正常油压，对接头或终端的封铅进行检漏，在静止 24h 后，取油样试验，然后再继续安装其外部的部件如保护盒、同轴电缆、换位（接地）箱等。在电缆线路接头安装完毕后对电缆线路和换位段的电缆护层分别进行直流耐压试验，合格后完成电缆安装收场工作。

chongyou dianlan gongyou zhuangzhi

充油电缆供油装置 (oil feeding equipments for oil-filled cable) 使充油电缆内部油压保持在允许范围内的装置。当充油电缆线路的负荷电流变化或环境温度变化时，会使电缆内部电缆油的体积膨胀或收缩，电缆内部的油压就会随之升高或降低。当电缆油膨胀时，电缆油在膨胀压力作用下流入供油装置；反之，当电缆油体积收缩时，在供油装置内部压力作用下使电缆油流入电缆内部，从而使充油电缆内部的油压保持在规定的允许范围内。根据结构和工作原理的不同，供油装置一般可分为重力供油箱、压力供油箱、外气压供油箱和电缆油泵站四大类。

重力供油箱　利用它本身的安装地点与电缆线路之间的相对位差所产生的重力来保持充油电缆油压的供油装置。其特点是供油压力几乎与供油吞吐量的大小和环境温度无关，电缆内部各处的油压仅与供油箱中的油位与该处高差有关。重力供油箱的结构如图 1 所示。其主要部件是一组具有伸缩性的元件，每个元件由两片金属波纹薄板焊接而成。每个元件由分支油管与总油管相连。元件内充满与电缆相通的电缆油。在箱壳与元件之间充有与箱外大气相通的保护元件的油，其油位的变化能指示重力供油箱的吞吐量。当电缆温度升高电缆油体积膨胀而使油的压力增大时，电缆油便流入元件中，于是元件的体积也增加，元件外部油的油面随之升高。反之，电缆温度下降电缆油体积收缩而使油压力降低时，元件中的油在重力作用下流入电缆，于是元件的体积也缩小，元件外部油位随之下降。这样就可使电缆内部的油压保持在规定的范围内。重力供油箱的缺点是体积较大，需要安装在一定的高度才能保持电缆所需的油压范围。

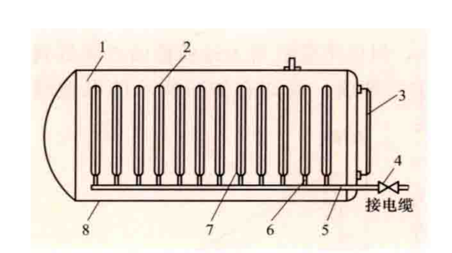


图 1　重力供油箱结构示意图
1—保护油；2—伸缩性元件；3—油位计；4—阀门；5—总油管；6—分支油管；7—电缆油；8—箱壳

压力供油箱　内部充有一定压力的气体（一般为二氧化碳）的电缆供油装置，简称压力箱，其结构如图 2 所示。压力箱的弹性元件也是由两片波纹金属片焊接而成，每个元件之间互不相通。在箱壳与弹性元件之间的空间充满电缆油并与电缆相通。当电缆温度上升，电缆内油体积膨胀致使油压力提高时，电缆内的油就流入压力箱并压缩弹性元件，元件内气体受压缩后压力相应增高，直到压力箱容纳全部因膨胀而增加的油体积为止。此时电缆的油压不再继续增加。反之。当电缆温度下降，电缆内油体积收缩而压力下降时，弹性元件内气体膨胀迫使压力箱内的油流入电缆补充因油的收缩而减少的体积，元件内气压也随之下降，直到电缆内油的收缩量得到全部补充为止。此时压力箱元件内气体压力不再继续下降。这样，压力箱就使电缆内部的油压保持在允许范围之内。

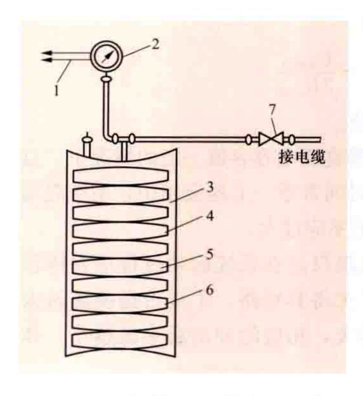


图 2　压力供油箱结构示意图
1—警报电路；2—压力表；3—箱壳；4—弹性元件；5—压缩气体；6—电缆油；7—阀门

由于压力箱弹性元件内的气体体积较小，因此工作时供油压力随供油量和温度的变化比重力供油箱的供油压力的变化要大得多，从而供油量也比同体积的重力供油箱的供油量要少。压力供油箱只适用于线路高差比较小的充油电缆线路，但它不像重力供油箱那样必须安装在线路的最高点，而可装在沿线路任何合适的地点。

外气压供油箱　将压力气体充在密封的箱壳与弹性元件之间，而电缆油则被灌在弹性元件之内的电缆供油装置。由于箱壳的机械强度比弹性元件的大，且箱壳与弹性元件之间空间的容积也大，因此可充入较多的气体，并且可提高气体的初始压力，从而提高供油压力和减小供油压力的变化范围，适用于中油压充油电缆线路。

电缆油泵站　重力供油箱、压力供油箱和外气压供油箱只适用于自容式充油电缆，对于供油压力更高、供油量更大的钢管充油电缆就不适用了。因此钢管充油电缆均采用自动控制的油泵站供油以维持油压。自动油泵站一般由贮油罐、供油系统和信号与示警系统等部分组成。先进的自动油泵站能以压力模式和限流模式运行。以压力模式运行时，油泵站在所要求的压力下向电缆供油，以保持电缆的油压在允许的工作范围内。在电缆大量漏油时，自动油泵站则自动进入限流模式运行，使油的流失量减少到最低限度，同时又能使故障电缆维持一定的油压，从而防止空气和潮气侵入电缆。对于大长度海底自容式充油电缆，如加拿大不列颠哥伦比亚省西海岸至温哥华岛的 525kV 自容式充油电缆，由于供油量很大，也采用自动油泵站供油。

chongyou dianlan youlu fenduan

充油电缆油路分段 (sectionalization of hydraulic system of oil-filled cable) 使充油电缆线路的油压保持在允许范围之内，并在事故时为防止电缆油大量流失而采取的一种措施。油路分段一般有将油路分隔成若干油段或增加供油点两种方法。

当线路的高差较大时，在线路低处的电缆内的油压如超过规定上限值时，通常是用电缆塞止接头将电缆线路的油路分隔成若干供油段，使每一供油段内的油压处在允许范围

之内。

当线路的供油长度较长时，暂态油压最大值会超过允许值，此时常采用在电缆线路两端同时供油的方法，即将原来由一端供油时的供油长度分为等长的两段，从而暂态油压的最大值就降低至原来的1/4。这是最简便的方法，不需要任何特殊的接头。如线路更长，采用此法仍不能满足要求时，则要求在线路的适当地点安装特殊的接头，将整个油段分隔成两段以上的供油段，以降低暂态油压的最大值。这种能把油路分段的特殊接头一般有电缆塞止接头和电缆供油接头两种。

电缆塞止接头是将自容式充油电缆线路线芯油道分割开，塞止接头两端独立供油，适用于大长度自容式充油电缆线路降低线路暂态油压；适合高落差自容式充油电缆线路降低静态油压。

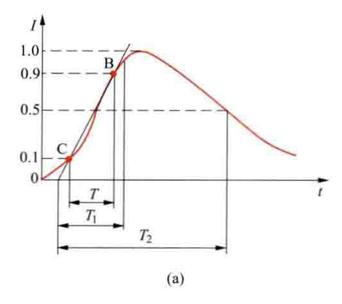
电缆供油接头是使电缆油能从供油装置进入电缆油道而又不使电缆的油路在该接头内被隔断的一种接头。由于要求不隔断油路，故电缆供油接头的结构要比电缆塞止接头的简单，其内部电场分布也比较均匀，所以比电缆塞止接头要安全可靠。对于三芯自容式充油电缆而言，电缆直线接头就可作为供油接头之用，因为三芯充油电缆的油路是在金属套内的三个缆芯之间，可通过接头的外壳直接与供油装置（见充油电缆供油装置）接通。但对于单芯电缆，它的油路在导体中心，必须经过绝缘层才能与供油装置接通，因此要采用不同于电缆直线接头的特殊的供油接头。

chongji dianliu shiyan shebei

冲击电流试验设备 (impluse current test equipment)

模拟雷电流或操作波电流的试验装置。主要用来检验避雷器的残压和冲击电流耐受能力，也可用来检验其他电力设备、材料在冲击电流作用下的性能，测定接地装置的冲击接地阻抗等。冲击电流发生器主要有雷电波和矩形波两种。

冲击电流波形 国际电工委员会（IEC）标准推荐两种类型的冲击电流波形。一种波形具有迅速上升的波前，达峰值后以近似指数波形或强阻尼的正弦波形衰减到零，整个过程十至数十微秒，见图1（a）。图中 T_1 为波前时间，T_2 为半峰值时间，记作 T_1/T_2。这种冲击电流波形用以模拟雷电流。另一种波形近似矩形，整个过程数百至数千微秒，见图1（b），图中 T_d 为峰值持续时间，T_t 为总持续时间，这种冲击电流波形用以模拟操作波电流。IEC推荐的标准冲击电流波形对于第一种类型波有1/20、4/10、8/20μs和30/80μs四种；对于第二种类型波的峰值时间有500、1000、2000μs或2000～3200μs四种，且 $T_t/T_d \leqslant 1.5$，如波前或波峰出现振荡，则按通过振荡所画的平均线选取有关数值。



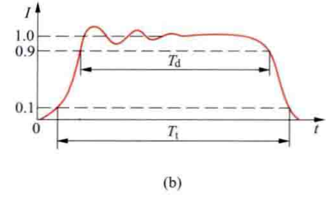


图1 冲击主电流波形的表示方法
(a) 雷电波冲击电流；
(b) 矩形波冲击电流

雷电波冲击电流发生器　产生模拟雷电流波形的冲击电流发生器。图2为其原理电路图。其工作过程是：先由变压器T经硅堆V向电容器组 C 充电，当充电电压达预定值时，火花间隙F被触发，电容 C 经回路总电感 L 和总电阻 R 放电。当 R 大于或等于临界阻尼值 $2\sqrt{L/C}$ 时，在回路中产生单向的冲击电流波。当 R 小于临界阻尼值时，则产生振荡冲击电流波。冲击电流幅值 I_m 的大小与回路参数有关，在相同的 C 值与充电电压时，L 越小，I_m 就越大。为了获得尽可能大的电流，通常要选用电感值小的脉冲电容器，并在布置主电容器时连接线的总长度应尽可能短，使回路总电感值尽可能减小。

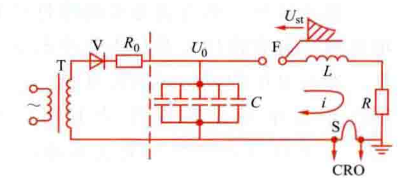


图2 雷电波冲击电流发生器原理图

矩形波冲击电流发生器　产生模拟操作波电流的冲击电流发生器。图3为原理电路图。它是一个由若干个T形元件组成的输电线路模型，当电容器的台数为 n 时，可形成 $(n-1)$ 个T形元件。T形的两个臂各为 $L/2$ 的电感，中间接出电容 C。为使矩形波冲击电流发生器接近输电线路的实际特性，通常 n 不能小于7。流过负载电阻 R 的电流的理论计算值为 $I=U/(Z+R)$，电流的持续时间 $T_t \approx 2(n-1)\sqrt{LC}$，式中 U 为电容器的充电电压，$Z=\sqrt{L/C}$。当 $Z=R$ 时，输出电流波形为典型的矩形波，否则将为带有振荡的矩形波。

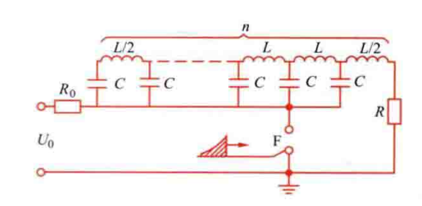


图3 矩形波冲击电流发生器原理图

冲击电流的测量　通常用分流器或罗戈夫斯基线圈与示波器组成的测量系统测量冲击电流。分流器是一无电感的低阻值电阻器，它与被测电流支路串联，如图2中的S，其上的电压降正比于通过的电流。罗戈夫斯基线圈是一种特殊设计环形电感线圈，测量时将被测电流支路穿入环形中心，构成一个不带铁芯的以被测电流支路为原边的空芯的电流互感器。

chongji gaodianya shiyan shebei

冲击高电压试验设备 (impulse high voltage test equipment)

模拟雷电放电、雷电过电压和电力系统操作过电压的试验装置。冲击高电压发生器和高电压截波装置属这类设备。

冲击高电压发生器　主要用来研究和检验电力设备及绝缘材料耐受雷电和操作冲击的能力、工业及民用建筑的防雷保护、电子设备的电磁兼容性以及气体放电的物理过程等的试验装置。为满足超高压和特高压输电研究的需要，世界上许多国家都建有高参数的冲击高电压发生器，例如法国电力

公司高压实验室的冲击高电压发生器是 6MV，苏联列宁格勒国立工业大学高电压实验室的是 7.2MV，日本电力中央研究所试验场的是 10MV 和 12MV（两台均为悬吊式结构），中国电力科学研究院和南方电网公司特高压试验基地的都是 7.2MV。

标准波形　电力设备及绝缘材料的冲击绝缘强度与冲击电压波形有着密切关系。为使冲击电压试验的结果具有可比性，冲击电压的波形必须标准化。冲击高电压发生器通常能够产生雷电冲击和操作冲击两种波形，并以波前时间（T_1）、半峰时间（T_2）来表示冲击波形的特性，记作 T_1/T_2。雷电冲击的波前时间以视在波前时间 T_1（见图 1）来表示，半峰时间为 T_2。操作冲击的波前时间以波峰时间 T_p 来表示，半峰时间为 T_2，90%峰值以上的持续时间为 T_d（见图 2）。国际电工委员会（IEC）及中国国家标准都规定：标准雷电冲击波形为 1.2/50μs，标准操作冲击波形为 250/2500μs。此外，为了满足不同的研究要求，也可以用冲击高电压发生器产生其他非标准的冲击波形。

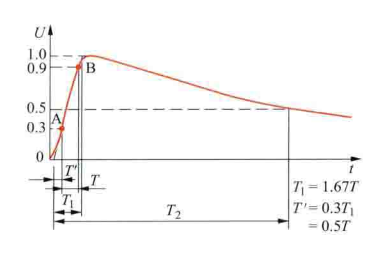


图 1　雷电冲击波形

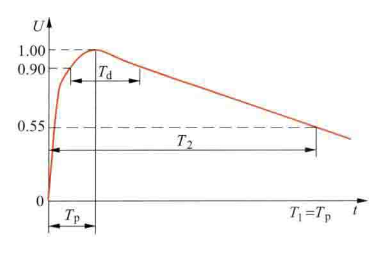


图 2　操作冲击波形

基本要求　对冲击高电压发生器的基本要求是：①输出电压的波形、幅值满足有关标准的要求；②输出电压的波形和幅值的稳定性、重复性好；③同步范围宽广；④可产生多种波形以满足不同试验的要求。

工作原理　冲击高电压发生器通常采用马克斯（Marx）回路，其电气回路接线见图 3（a）。变压器 T 的高压侧电压经整流后向并联的电容器组 C（C_1～C_4）充电，当电容器上的电压达到预定值时，第一级火花球隙 F1 被触发。由于球隙间过电压和火花照射的作用，各级间隙在极短的时间内相继被击穿，从而把各级电容器串接起来对电阻、电容等元件放电，在其输出端得到一个有一定波形的冲击电压。冲击高电压发生器的放电过程可通过其等值电路来描述，如图 3（b）所示。球隙 g 击穿时 C_1 经电阻 R_1 对 C_2 充电，形成输出电压的波前部分；当 C_1、C_2 上的电压达到平衡后，就一起对电阻 R_2 放电，形成输出电压的波尾部分。回路输出电压 $u(t)$ 的波形是两个指数波的叠加，即

$$u(t)=\varepsilon nU_0\left(e^{-\frac{t}{\tau_1}}-e^{-\frac{t}{\tau_2}}\right)$$

式中 U_0 为每台电容器的充电电压；n 为电容器的台数；ε 为回路效率；τ_1 为波前时间常数；τ_2 为波尾时间常数。

主要技术指标　以标称电压和标称储能来表示。标称电压 $U=nU_0$，其中 n 为电容器台数；U_0 为每级电容器的额定充电电压。标称储能 $W=\frac{1}{2}CU^2$，其中 C 为 n 台电容器串联后的等值电容。

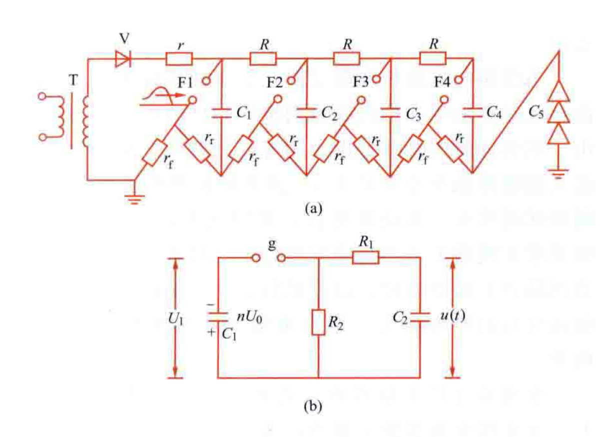


图 3　冲击高电压发生器回路

(a) 基本回路；(b) 放电时的等值回路

结构　冲击高电压发生器有塔式和柱式两种结构。塔式结构有框架式和桁架式两种，每一种又可以有自立式和悬吊式之分。自立式主要用于无地震或地震烈度不高的地区，悬吊式主要用于地震区。塔式结构中的电容器被安放在每级的平台上，便于使用大容量的电容器。塔式结构牢靠，适用于电压等级高、容量大的发生器。柱式结构中做成柱型的电容器也作为一个绝缘元件，与绝缘筒相间重叠组成柱型。它可为单柱式和多柱式，适合于电压不高的发生器。

高电压截波装置　与冲击高电压发生器联合使用，使冲击电压波在某一时刻突然骤降至零而形成冲击截波的一种高电压试验装置。对带有绕组的高压电力设备（如电力变压器、电抗器等）进行截波试验，可在绕组匝间产生较高的电位梯度，以考核绕组的匝间绝缘。

最简单的截波装置是一对球间隙或棒间隙，它并联在冲击高电压发生器和被试品之间。当冲击电压达到某一数值时，并联间隙击穿，在被试品上得到一个冲击截波。这种简单的单间隙截波装置的截断电压随间隙的大小而变，适用于中、低压电力设备的截波试验。近几年发展起来的可控触发的多间隙截波装置，以多间隙代替单间隙，并在每对间隙上设置了触发电极和并联了均压电阻或电容。与第一级间隙的触发电极相连接的触发单元，可以控制触发时间，使得冲击波可按不同要求在波前、波峰或波尾处被截断。多间隙截波装置的优点有：①截断时间是可控的；②装置的横向尺寸小，可节省实验室的占地面积；③有利于向更高电压等级发展；④均压电容器或电阻可设计成一个分压器，用于测量全波或波尾截波的波形。

截波装置还可以和工频、直流电压发生器联合使用，以产生工频截波电压和直流截波电压。

冲击高电压测量　包括测量峰值和波形。中国国家标准规定了测量冲击波形峰值和时间参数的扩展不确定度的要求：对认可的测量系统，全波峰值应在±3%范围内，时间参数应在±10%范围内；对标准的测量系统，两者应分别在±1%和±5%范围内。用分压器和峰值电压表相配合，可测量电压峰值；用分压器和数字存储示波器相配合，可同时测得峰值和波形。分压器可根据不同的条件，选用电阻分压器、电容分压器或阻尼型电容分压器（即阻容串联分压器）等。测量雷电冲击高电压的分压器需满足较高的响应特性的要求。

chuandao ouhe

传导耦合 (conductive coupling) 电磁骚扰通过导电通路传输到受体的耦合方式。一个仪器、设备可能引出多种导线，如电源线、地线、信号线、控制线和通信线等，电磁骚扰可通过这些导线及其他导体（包括机壳、机架、共同的接地等）进入设备，引起电磁干扰。导线可以传送相当高频率的电磁骚扰，如双绞线可以到几十兆赫，同轴电缆可达吉赫（10^9 Hz）。

最常见的传导耦合是共阻抗耦合，在分析接地系统问题时，也称阻性耦合。共阻抗耦合可以通过图1予以说明。两个电流回路有一个公共阻抗 Z_k，这样，回路1中电流 $\underline{I}_1$ 在公共阻抗上的压降，将作为差模干扰叠加在回路2上；同理，回路2中电流 $\underline{I}_2$ 在公共阻抗上的压降，也将在回路1上产生一差模干扰电压。又如图2所示，装置Ⅰ、装置Ⅱ共用电源 $\underline{E}$，并使用共同的电源线和地线，Z_w、Z_S 和 Z_G 为装置Ⅰ及Ⅱ的共阻抗。若装置Ⅰ产生电磁骚扰，Z_1 为其阻抗，产生的骚扰电压为 $\underline{U}$，并通过导线在装置Ⅱ上产生干扰电压 $\underline{U}_i$。通常，$Z_2 \geqslant Z_w + Z_S + Z_G$，故干扰电压 $\underline{U}_i$ 可按下式计算，即

$$\underline{U}_i = \underline{U}\,\frac{Z_w + Z_S + Z_G}{Z_1 + Z_w + Z_S + Z_G}$$

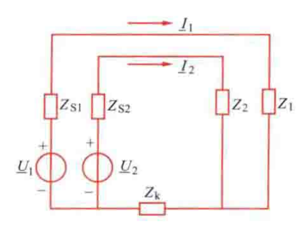


图1 共阻抗耦合电路

Z_{S1}、Z_{S2}—电源内阻抗；Z_1、Z_2—装置的输入阻抗；Z_k—共阻抗

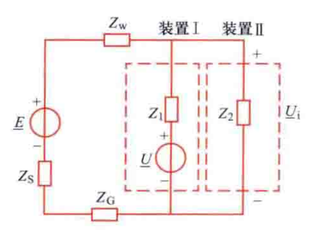


图2 共阻抗耦合电路（共用电源）

Z_S—电源 $\underline{E}$ 的内阻抗；Z_1、Z_2、Z_w—电源线阻抗；Z_G—地线阻抗

通常，共阻抗的电阻分量较小，但在高频下电抗分量很大。每米长导线电抗为 X_{L1}，可用 $X_{L1} = \omega L_1$ 计算，通常 $L_1 = 1\mu\text{H/m}$，取 $f = 10\text{MHz}$，代入得 $X_{L1} \approx 60\Omega/\text{m}$。这是一个不可忽略的阻抗值。为了减小共阻抗耦合，可以采用一些方式减少共阻抗：①减少电源线、地线长度，以减小线路电感；②电源线及地线截面为薄片状，以减小线路电感；③电源线与地线靠近，以减小线路电感；④采用单点接地方式。

chuanbuzhan

串补站 (series compensation station) 实现电力系统输电线路串联补偿的电力设施。一般用于220kV及以上的交流输电线路中，主要作用是提高线路输送功率极限和改善电力系统的稳定性，通常与变电站或开关站合建。

串补站中最重要的设施是串补装置。根据补偿阻抗特点的不同，串补装置分为固定串联补偿装置和可控串联补偿装置两类，前者补偿度固定不变，后者补偿度可通过晶闸管灵活调节。固定串联补偿装置包含的主要设备有串联电容器、阻尼元件、金属氧化物避雷器（MOV）、火花放电间隙、电流互感器等；可控串联补偿装置除上述设备外还有晶闸管阀及其回路电抗器等。串补装置一般布置在串补平台上，平台的尺寸主要由串补装置的容量、MOV容量以及串补装置中主要设备元件的配置和布置决定。（见串联电容补偿装置、可控串联补偿装置）

中国于2000年建成了国内第一个500kV固定串补站——三堡串补站（如图所示），2003年建成了第一个500kV可控串补站——平果串补站，2011年建成了世界上电压等级最高的晋东南和南阳1000kV变电站串联电容补偿装置工程。



三堡500kV变电站串联电容补偿装置

chuanlian diankangqi

串联电抗器 (series reactor) 串联在电路中的电抗器。20世纪90年代以后，随着多层并联、环氧树脂包封技术的发展，串联电抗器更多采用干式空心形式，容量也有逐渐增大的趋势。

类型 分为限流电抗器、滤波电抗器和阻尼电抗器等。

限流电抗器 用于与输电线路串联以限制电力系统短路电流的电抗器。通常安装在线路出线段或母线段之间，以及主变压器低压侧进线段。当线路或母线发生故障时，限流电抗器能使后接设备的短路电流不超过容许值，并使母线电压保持在额定电压的60%～70%之间。带有中心抽头和两个对称臂的电抗器称为分裂电抗器，使用时中心抽头接电源，两臂接负荷（见图1）。在多台变压器和多回线路的变电站，限流电抗器还可用来进行阻抗匹配，使变电站达到最佳运行状态。

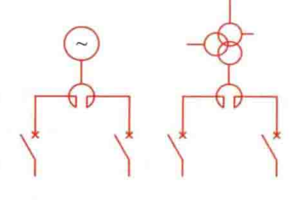


图1 分裂电抗器接线图

限流电抗器在额定电流下的电压降，通常为额定电压的3%～10%。分裂电抗器两个臂的电抗值和载流量相同，正常工作时两臂的电流方向相反，大部分磁通相互抵消，从而其电压降减小，当一臂发生故障时，磁通不能抵消，电抗值增大，从而起到限流作用。

2008年，中国第一个500kV高压限流电抗器成功加装在华东电网的泗泾—黄渡500kV线路上，也是世界上成功运行的第一套高压线路限流电抗器。

滤波电抗器 用于与并联电容器（组）串联使用构成谐振回路，以抑制高次谐波电流的串联电抗器。

阻尼电抗器 与电容器组串联，用于限制电容器组投入交流电网或充放电时所产生涌流的串联电抗器。

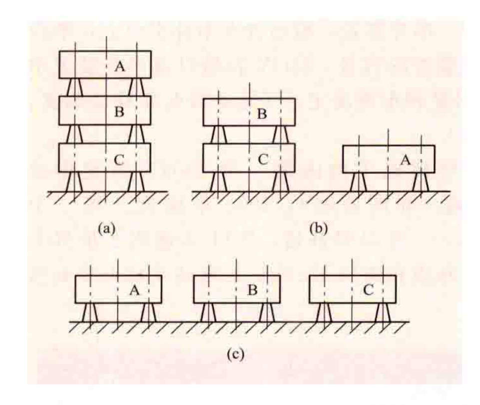


图 2　电抗器三相排列方式
(a) 三相垂直重叠；(b) 两相垂直重叠一相并列；(c) 三相并列

结构和特点　串联电抗器通常做成单相式，组成三相时有三相垂直重叠、两相垂直重叠一相并列、三相并列三种排列方式（见图 2）。排列方式不同，其绕组的绕制方向和匝数要求也不同。由于串联电抗器的磁通在空气中形成回路，所以安装时与屋顶、四壁和地面需要保持一定的距离。

chuanlian dianrong buchang xitong zhong de teshu wenti

串联电容补偿系统中的特殊问题

(special problems in the power systems with series capacitive/compensator)

合理使用串联电容补偿装置（简称串补）可产生可观的经济效益，但也可能出现一些特有的问题，如次谐波谐振、次同步谐振、感应电动机自励磁和同步电机自励磁等谐振现象，串补引起的潜供电流暂态分量，对线路断路器恢复电压的影响等。在采用串联电容补偿时，要注意防止或解决这些问题。此外，也要解决好串联电容补偿系统继电保护问题。

谐振现象　串联电容补偿系统中可能出现次谐波谐振、次同步谐振、感应电动机自励磁、同步电机自励磁四种谐振现象，可采用多项措施加以抑制。

次谐波谐振　频率低于系统额定频率的谐振。串联电容补偿装置的电容器的容抗与系统的感抗串联，构成一个串联谐振回路，其自振频率为

$$f_e = f\sqrt{X_C/(X_L+X)}$$

式中 f 为系统额定频率；X_C，X_L 和 X 分别为额定频率下每相串联电容器的容抗，线路的感抗和发电机、变压器及负荷的等值感抗。由于一般线路的补偿度 $X_C/X_L<1$，$f_e<f$，所以可能出现的谐振是次谐波谐振，其频率多为系统额定频率的分数倍。在串联补偿系统中，投入空载变压器或来自系统的冲击或扰动等，都可能引起次谐波谐振。

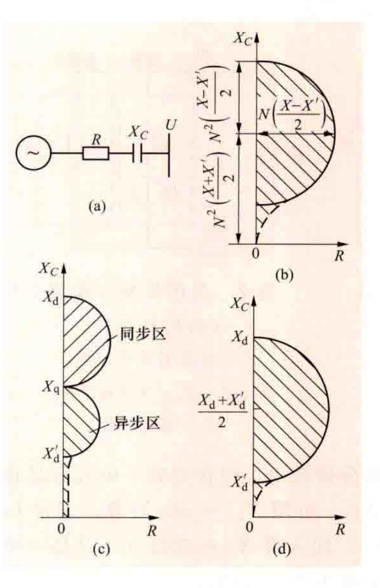
在串联电容器的负荷侧投入空载变压器时，由于变压器的励磁涌流使串联电容器充电获得直流偏压，这一偏压与电源电压叠加促使变压器铁芯随后在反方向达到饱和，使电容器反方向充电从而又获得反方向直流偏压，如此重复循环，就会在变压器端出现接续的次谐波谐振，可能导致危险的过电压和过电流。这是一种非线性的铁磁谐振现象。（见电力系统铁磁谐振过电压）

在有串联补偿的系统中，任何冲击或扰动均可能引起次谐波电流（又称次同步暂态电流）。次谐波电流通过线路、负荷、发电机等系统元件时，将受到电阻的正阻尼作用；通过交流电机定子绕组时，将在电机内建立起一个角速度为 $2\pi f_e$ 的旋转磁场，由于 $f_e<f_t$[同步电机：$f_t=f$；异步电机：$f_t=f(l-s)$，s 为其滑差]，电机对次同步谐波呈负阻尼效应。在一般情况下，由于正阻尼大于负阻尼，次谐波电流在几个周期内就衰减而消失；在特殊情况下，如线路的补偿度较高，负阻尼可能大于正阻尼，次谐波电流也就可能发展到危险的程度。

次同步谐振　当次同步电流在同步发电机内建立起旋转磁场，以 $2\pi(f_e-f)$ 的相对角速度围绕转子旋转时，转子将受到一个频率为 $f-f_e$ 的交变力矩，当 $f-f_e$ 等于或十分接近发电机组轴系的任一自振频率时发生的电气-机械共振现象。大型多级汽轮发电机组轴系在低于额定频率范围内一般有 4～5 个自振频率，故容易发生次同步谐振。发生次同步谐振后果严重，能在短时内将发电机轴扭断，即使谐振较轻，也会显著消耗轴的机械寿命。

感应电动机自励磁　在图 (a) 所示的串联补偿线路上起动感应电动机时，如果串联电容器的容抗 X_C 和系统的等值电阻 R 之值处在图 (b) 中斜线的范围以内，就可能发生电动机上升不到额定转速、电流异常增大甚至使电动机过热烧坏的自励磁现象。感应电动机的自励磁也属于一种次谐波谐振现象。

同步电机自励磁　在连有凸极或隐极同步电机的串联补偿线路上，如果串联电容器的容抗 X_C 和系统的等值电阻 R 之值处在图 (c) 或图 (d) 中的斜线范围内，就可能发生过电流和过电压的自励磁现象。同步电机自励磁是一种参数谐振，是由于系统中的电抗在 X_d 与 X_q、X_d' 与 X_q 或 X_d' 与 X_d 之间作周期性变化引起的。凸极同步电机自励磁有同步和异步两种，同步自励磁时谐振电流是基波电流，所产生的磁场与转子同步旋转；异步自励磁时谐振电流是次谐波电流，所产生的磁场以略低于转子的转速旋转。



交流电机自励磁区域

(a) 串联电容补偿系统简化接线；(b) 感应电动机自励磁区域；(c) 凸极同步电机自励磁区域；(d) 阴极同步电机自励磁区域

U—恒定的母线电压；X_C—串联电容器容抗；R—系统等值电阻；X—感应电动机电抗；X'—感应电动机暂态电抗；N—感应电动机转速标幺值；X_d—直轴同步电抗；X_q—交轴同步电抗；X_d'—直轴暂态电抗

注：X、X'、X_d、X_q、X_d' 内都包括线路电抗。

防止谐振措施　主要有：①设计串补时，将避免产生谐振作为选择补偿度的原则；②采用次谐波保护，在开始发生次谐波谐振时将串补的旁路开关合上；③在配电线路的串联电容器旁并联一个阻尼电阻，其值一般小于或等于 10 倍电容器容抗；④在发电机组升压变压器的出线上，根据机组轴系的自然扭振频率加装阻塞滤波器，阻挡可能引起次同步谐振的几个次谐波电流进入发电机内；⑤同步电机采用励磁控制来抑制次谐波谐振；⑥采用静止无功补偿装置抑制谐振；⑦采用晶闸管控制的可控串联补偿装置（TCSC）或次同步谐振阻尼器抑制谐振。

引起的潜供电流暂态分量 在装有并联电抗器的超高压线路发生单相接地故障，故障相线路两侧开关跳闸后，由健全相耦合作用在故障相线路接地点产生的潜供电流，通常可以用在高压并联电抗器中性点加装小电抗的方法进行补偿。但在串联电容补偿线路中，由并联电抗器、串联补偿电容至线路短路点形成的振荡回路，在原来的潜供电流上叠加一个相当大的暂态分量，可能导致潜供电弧难以熄灭。当旁路间隙放电或旁路开关合闸后，这个暂态分量可以很快衰减，一般不会影响单相重合闸的成功率。但在长串补线路某些点发生短路时，旁路间隙可能不放电，这时就要考虑这个暂态分量对潜供电弧熄灭的影响。必要时可以采用当故障相两侧开关跳闸后，立即将旁路开关闭合的方法解决此问题。

对线路断路器恢复电压的影响 在短路故障时，短路电流在串联电容器上的压降 U_C 对线路断路器触头两端的恢复电压有相当大的影响，使暂态恢复电压比无串联电容补偿线路增加了约 $2U_C$，严重时可能造成断路器重燃等问题。解决方法：①若线路短路时，旁路间隙能够放电，U_C 将降到零，可以不考虑此问题。②若短路电流较小时，旁路间隙可能不放电，这时只有靠金属氧化物限压器（MOV）限制 U_C，但不能将其影响降到零。若仍不能将暂态恢复电压限制到线路断路器允许范围内，就要采取下一步措施。③将旁路间隙强制放电。这要求继电保护在线路断路器开断同时，发出信号将旁路间隙击穿，随后闭合旁路开关。④采用断路器分闸电阻。此外，在有的串联电容补偿线路，还发现短路电流中的次同步分量和直流分量造成短路电流延迟过零，引起断路器延迟灭弧等问题，应注意分析，必要时也可采取上述③等方法解决。

对继电保护的影响 输电线路采用串联电容补偿后，在发生短路故障时会产生一些不同于常规输电线路的特殊物理现象。影响继电保护正确动作的物理现象主要有电压反向、电流反向、暂态高频分量和暂态低频分量、次同步谐振、线路相阻抗不平衡、MOV 的非线性特性、保护间隙击穿、旁路开关合闸及电容器再投入等。用于串补输电线路的继电保护装置必须充分考虑这些特殊物理现象的影响，并采取适当的措施，才能保证正确动作。

电压反向 当靠近串补电容器处发生线路故障时，如果自电压互感器安装处到故障点的阻抗呈容性，则从电压互感器测量到的电压相量较正常量旋转大约 180°。电压反向会使依靠方向判别的距离保护和方向保护产生方向判别错误。

电流反向 当靠近串补电容器处发生线路故障时，如果保护安装侧的系统阻抗小于串补容抗，则短路电流呈容性，其方向较无串补时的故障电流方向旋转了大约 180°，此时故障电流自线路的一侧流入，自另一侧流出，如同故障点在相邻线路。除行波方向保护外，几乎其他任何保护都无法解决电流反向的问题，但电流反向的产生往往会伴随极大的短路电流值，导致金属氧化物限压器（MOV）动作（高度饱和）和保护间隙将串补电容旁路，从而在半个周波内消除电流反向现象。因此，电流反向现象只存在于短路后的半个周波之内，保护装置可针对这一特点采取措施克服电流反向的影响。

暂态高频分量和暂态低频分量 因短路或电容器被保护间隙旁路及再投入等系统网络变化引起的暂态响应中的高频和低频分量。其频率取决于系统参数和串补度，高频分量的频率范围大约为 100～1000Hz，低频分量的频率一般低于工频。暂态高频分量和暂态低频分量会引起保护产生暂态测量误差，导致保护不正确动作。

主要措施 ①优先选用线路两侧电流比较原理的分相电流差动保护、分相电流相位比较保护及工频变化量原理的保护。②对距离保护，在使用时应缩短距离Ⅰ段范围，甚至放弃使用距离Ⅰ段；对于装置本身可采取交叉极化和记忆电压克服电压反向问题。③对于高频保护，在使用时应采用超范围允许式或闭锁式，避免采取欠范围允许式。

应用情况 尽管串联电容补偿装置会给继电保护装置带来一些特殊问题，但是继电保护技术的发展已较好地解决了这些问题。国际上许多串联电容补偿装置的实际运行经验已经证实了这一点。在中国，针对阳城工程 500kV 串联电容补偿装置、平果 500kV 串联电容补偿装置、晋东南—南阳—荆门 1000kV 串联电容补偿装置（见南阳 1000kV 变电站串联电容补偿装置工程）进行了大量的继电保护动模试验，结果也证实了来自不同生产厂家的若干种继电保护产品能够满足串联电容补偿线路的运行要求。

chuanlian dianrong buchang zhuangzhi

串联电容补偿装置

（series capacitive/compensator，SC） 串联在输配电线路中以补偿线路感抗，由电容器及其保护、控制等设备组成的装置。其补偿程度基本不变或不能平滑调节，因此又称为固定串联电容补偿装置（FSC），简称串补或串补装置。串联电容补偿装置主要用于提高系统稳定性和增加线路输送能力，改善系统电压质量和无功平衡条件，合理分配并联线路或环网中的潮流。串联电容补偿装置在某些情况下可能引起汽轮发电机组的次同步谐振及电动机自励磁等问题。（见串联电容补偿系统中的特殊问题）

用途 串补装置用途具体如下。

提高系统稳定性和增加线路输送能力 串联电容补偿线路的连接示意图如图 1 所示。线路两端电压 $\underline{U}_1$、$\underline{U}_2$ 恒定时线路的输电容量为

$$P = U_1U_2\sin\delta/(X_L - X_C) = U_1U_2\sin\delta/[X_L(1-K_C)] \quad (1)$$

式中 δ 为两端电压的相角差；X_L 和 X_C 为线路感抗和串联电容器容抗；$K_C = X_C/X_L$ 为补偿度，一般为 25%～70%。从式（1）可以看出，串联补偿可在同一相角差情况下使输电容量 P 提高 $1/(1-K_C)$ 倍，静态稳定极限输送容量也相应增大。另一方面，在输送同一容量 P 时，由于 δ 变小，系统抗扰动裕度增大，所以系统的暂态稳定性也有所提高。

改善系统电压质量和无功平衡条件 串联电容器所产生的无功与通过电容器电流的平方成正比，因此串联电容补偿装置对于改善系统运行电压和无功平衡条件有自适应能力。如图 1 所示，接入串联电容器后线路电压降 ΔU 可表示为

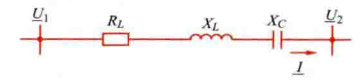


图 1 串联电容补偿线路示意图

$$\Delta U = I[R_L\cos\varphi + (1-K_C)X_L\sin\varphi] \quad (2)$$

由此可以看出，串联电容器可使线路电压降 ΔU 减少 $K_CIX_L\sin\varphi$。补偿度 K_C 越高，线路 X_L/R_L 比值越大，负载功率因数 $\cos\varphi$ 越低，补偿的效果就越显著。接入串联补偿装置通常可使受端电压显著提高。与并联补偿装置相比，提

高线路末端电压以采取串联补偿装置比较经济，但如果目的是为了提高系统电压水平或减少线路有功损耗，则以选用并联补偿装置为宜。

合理分配并联线路或环网中的潮流　在由不同导线截面组成的或不同电压线路经变压器组成的闭合电网中，由于串联电容补偿装置相当于缩短线路的电气距离，经优化后有可能使线路潮流分布更加合理，也有利于减少线路的有功损耗。

装置组成　20世纪80年代以来，超高压输电系统的串联电容补偿装置典型接线示意图如图2所示。主要包括串联电容器、金属氧化物限压器（metal oxide varistor，MOV）、间隙、旁路开关、阻尼元件、绝缘平台等。

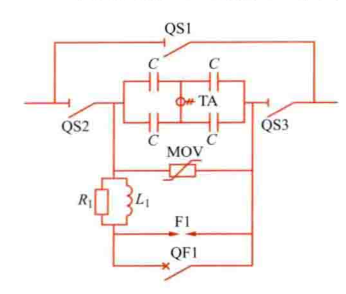


图2　串联电容补偿装置典型接线示意图

C—串联电容器；MOV—金属氧化物限压器；R_1—阻尼电阻；L_1—阻尼电感；F1—间隙；QF1—旁路开关；TA—电流互（传）感器；QS1—旁路隔离开关；QS2、QS3—隔离开关

串联电容器　基本构成与并联电容器相似，但其工作场强低于并联电容器。20世纪80年代以来，多采用内部熔丝保护的全合成薄膜介质电容器，单台容量可达1000kvar左右，也可生产更大容量的电容器。串联电容器组的总容量由补偿容抗、最大负荷电流及短时过载能力确定。因经常承受线路持续性过负荷和通过短路电流时引起的过电压，对串联电容器的要求比并联电容器要高，要能够满足规定的过负荷能力要求并通过相关试验项目。

金属氧化物限压器　由具有很强非线性特性的金属氧化物阀体串并联组成（见避雷器），主要用于限制故障或操作时电容器两端的过电压。其最主要的指标是过电压保护水平和MOV的热容量，前者多以电容器组额定电压为基值的标幺值表示，后者用兆焦（MJ）表示。MOV的热容量由故障类型、故障时流过电容器组短路电流大小、持续时间，过电压保护水平，系统正常及故障运行方式（包括过渡过程）等因素决定。

20世纪80年代以前，大部分串补装置不装设金属氧化物限压器，只用间隙限制电容器两端过电压。这种方式在区外故障时会影响串补的重投，对提高系统暂态稳定性不利，现已基本不再采用。

间隙　通过阻尼元件并联在电容器两端的保护装置，用于防止线路故障时金属氧化物限压器过负荷及限制电容器两端电压。有自触发间隙和强迫触发间隙两种。

旁路开关　用于投入与退出串联电容器，当串联电容补偿装置出现内部故障或间隙放电时，旁路开关应自动或手动合闸，使串联电容器退出运行。旁路开关与其他断路器的主要差别是其合闸时间短，但分闸时间较长。

阻尼元件　包括阻尼电感和阻尼电阻。当放电间隙动作或旁路开关合闸时，阻尼元件可以限制电容器放电电流的幅值和频率。阻尼电感一般为数微亨到1～2mH，阻尼电阻约为零点几欧到几欧。也有的串补装置不用阻尼电阻，只有阻尼电感。

绝缘平台　用以安装35kV及以上的串联电容器及其他设备，有悬挂式和支撑式两种。当串补装置的容量较大时，在平台上需分设几个辅助平台。当容量很大时，有时需分设几个平台。

另外还有旁路隔离开关、隔离开关等投切装置。

串联电容补偿装置保护　用于监测串联电容补偿装置中各个部件的状态，进行串联补偿设备的操作，以及在故障或其他异常状态时，为了减轻其损坏程度和对系统影响而采用的动作于跳闸或信号的自动装置。包括电流互感器、传感器等监测装置、保护装置、信号传递装置、控制装置等。

一般包括电容器组过电压保护、电容器过负荷保护、电容器内部故障保护、金属氧化物限压器保护、间隙保护、旁路开关故障保护、次同步谐振保护和平台故障保护。

电容器组过电压保护　典型的过电压保护电路（见图2）由金属氧化物限压器（MOV）、间隙、阻尼元件、旁路开关及有关的测量装置等组成。当线路故障，电容器两端的电压超过一定水平后，流过MOV的电流急剧增加，由于MOV强烈的非线性特性，其两端的电压增加较少，从而限制了电容器两端过电压。一般将过电压限制到电容器组额定电压的2.0～2.5倍，老式的串补装置过电压保护水平有的要高一些，为2.5～3.5倍。由于故障期间流经MOV的电流相当大，要求MOV要有足够的热容量。为了减少对MOV热容量的要求，降低造价，大部分串补站还装有间隙。在故障期间，当MOV消耗的能量或流经MOV的电流或电容器两端电压超过一定限额，间隙在控制装置触发下放电，将串联电容旁路。由于自灭弧的间隙可靠性差，故已很少采用，间隙放电后需要将旁路开关闭合，间隙才能灭弧。间隙放电后一般应经过100～200ms，串联电容才能再投入使用。为了发挥串补装置提高暂态稳定的作用，要求在该串补线路以外的线路或其他装置发生故障时（称为区外故障），间隙不放电，在故障清除后串补装置能立即接入。当串补装置所在线路故障时（称为区内故障），MOV可能承受非常大的能量，可通过MOV的保护装置触发间隙。在区内故障情况下将串联电容旁路是合理的，因为重合闸要求串联电容和故障线路都要退出运行几百毫秒左右。MOV的热容量由故障类型、故障时流过电容器组短路电流大小、持续时间、过电压保护水平、系统正常及故障运行方式（包括过渡过程）等因素决定。若区内故障时流经串补站的短路电流不大，有的串联电容补偿装置不装设间隙，只靠MOV进行电容器组过电压保护。也有一些串补装置，特别是20世纪80年代之前建成的串补装置不装设MOV，只靠间隙进行过电压保护，当线路故障电容器组两端的电压超过规定值时，间隙放电，保护电容器组不受损害。其优点是节省投资便于扩建，缺点是区外故障后电容器组的再接入时间长。

电容器过负荷保护　通常装在一相上。当过负荷的电流与持续时间超过电容器的额定过负荷能力时，保护动作使旁路开关合上，将电容器退出。

电容器内部故障保护　包括内部元件保护和桥式差动保护。电容器内部元件保护由装在外壳内每个元件上的单独熔丝构成，元件击穿时熔丝熔断将故障元件隔离。桥式差动保护由装在两串电容器中部连线上的电流互感器或传感器（见图2）以及相应的继电保护组成，正常时连线两端电位平衡，无电流通过，当某些电容器元件击穿、熔丝熔断后，两端电压不平衡，保护动作。当不平衡程度较轻、电容器上的过电压不超过额定电压10%时，桥式差动保护一般只发信号；当击穿元件多、不平衡严重、电容器上的过电压超过额定电压10%时，桥式差动

保护合上旁路开关，将电容器退出。

金属氧化物限压器保护　包括过载保护及损坏保护。过载保护一般由 MOV 电流、能量和温度测量等元件组成，当 MOV 过载时一般触发间隙使其放电然后合上旁路开关，经过一段时间后，根据运行要求，断开旁路开关将串联电容器再接入系统。当 MOV 保护装置监测到的 MOV 电流持续超过正常水平，或 MOV 电阻低于正常水平，就认为 MOV 损坏，保护装置将旁路开关快速闭合，串联电容器退出运行。

间隙保护　一旦间隙导通，旁路开关随之将其暂时短接，当间隙的绝缘强度恢复后或 MOV 经散热、热容量恢复后，根据运行要求旁路开关可断开，串补装置重新投入运行。

旁路开关故障保护　一般旁路开关都装有备用的合闸线圈以防合闸失灵。万一无法合闸，就将命令送至线路断路器，将线路断路器跳开，或者同时命令旁路隔离开关合上。

次同步谐振保护　由对次谐波电流敏感的继电保护装置或模块组成。当发生次谐波谐振时，次谐波保护动作，合上旁路开关，将电容器退出。

平台故障保护　当串联电容补偿装置的任何一点对平台击穿或闪络时，该保护动作使旁路开关合闸，将串联电容退出运行。平台上下通常用光纤来传递保护和控制信号。

串联电容补偿装置系统试验　主要包括：①加电压和加负荷试验，用以检验整套补偿装置各部分是否良好；②带负荷投切串联电容器试验，以检验补偿效果和金属氧化物限压器、间隙及旁路开关的动作性能是否符合要求；③投入空载变压器（或并联电抗器）试验，以观察是否出现铁磁谐振以及谐波衰减情况；④短路故障试验，包括被补偿线路串补装置的两侧及相邻线路的短路试验，以校验串补装置保护系统及输电线路继电保护系统动作的正确性，潜供电弧自灭能力，在消弧线圈接地系统，还要观察是否发生串联谐振；⑤次同步谐振试验，若汽轮发电机组通过串联电容补偿线路接入系统，观察是否出现次同步谐振以及次同步谐振继电保护装置及其他抑制措施运行是否正常；⑥感应电动机起动试验，在装有串补装置的配电网要首先观察是否出现自励磁现象，然后在全负载下进行断电重合试验，检查全线电动机起动是否正常。在实际工程中，系统试验需根据具体情况进行部分项目或全部项目试验，或补充新的试验项目。

发展概况　1928 年，美国纽约电力和照明公司在 33kV 线路上首先应用了串补装置。到 20 世纪 40 年代，日本、瑞典、苏联等国也在 3～35kV 配电网中推广应用串补装置。1950 年，瑞典在斯塔德福森（stadsforsen）到哈尔斯卑格（Hallsberg）长 480km 的 220kV 线路上建设了第一个 220kV 串联电容补偿站，补偿度为 20%，使线路输送容量提高了 25%。1968 年，串补装置开始用于 500kV 输电系统。80 年代，巴西在 1000 km 长的 765kV 线路上共装设 5 个串补装置，补偿度分别达 40%和 50%。90 年代，加拿大魁北克省的 735kV 系统中分别装设了 17 个串补装置。美国在 1979 年研究采用金属氧化物限压器（MOV）作为串补装置的过电压保护，使串联电容器在线路故障后接入时间大大缩短，从而充分发挥了串补装置提高系统暂态稳定的作用。中国在 1954 年于黑龙江鸡西到密山线路上投运了第一个国产 35kV 串补装置，1966 年在新安江水电站至杭州线路上投运第一个国产 220kV 串补装置，以合理分配并联线路间的潮流。1972 年刘家峡—关中 330kV 交流输电线路上投运了补偿度为 30%的串补装置，使线路输送容量提高了 20%。后因种种原因，这两个串补装置都退出运行。20 世纪 90 年代以来，中国华东、东北、华北、华中、南方等电网开始使用串补装置，500kV 电网已有多套串补投入运行，如阳城电厂—江苏 500kV 输电工程串补装置、大同电厂—房山 500kV 输电工程串补装置、内蒙古—京津唐电网 500kV 输电工程沽源串补装置等。中国 500kV 串补装置已经实现了完全国产化。2011 年，由中国自行研制的世界首套 1000kV 串补装置也投入了商业运行。（见南阳 1000kV 变电站串联电容补偿装置工程）

至 2011 年，世界上串联电容补偿装置的总安装容量已超过 100Gvar。由于大量新型电容器和 MOV 的使用，国外串补装置的可靠性水平都非常高，在 20 世纪 80 年代加拿大串补装置可用率已达 99.54%以上。在发生故障时串补装置也可以自动处理，几乎所有的串补站都是无人值守。90 年代以来，串补装置可靠性进一步提高，主要电容器制造厂生产的串补电容器的年故障率都已降到 0.03%左右或更低。

chuanlian dianrongqi

串联电容器

（series capacitor）　见串联电容补偿装置。

cikongxing kekong binglian diankangqi

磁控型可控并联电抗器

（magnetically controlled reactor，MCR）　通过改变电抗器铁芯的饱和程度来调节电抗值的可控并联电抗器，简称磁控电抗器。磁控型可控并联电抗器可三相或单相应用，配置相应的滤波器可用于变化相对缓慢的三相对称（如矿井提升机）或单相（如电铁）冲击负荷的无功补偿，以提高功率因数，改善电压质量；用于电力系统变电站低压母线，以实现变电站的无功、电压控制；作为可控并联电抗器用于超高压输电系统以吸收线路充电功率，稳定系统电压和限制过电压。其主要优点是结构简单，运行可靠，可实现无功功率的连续平滑调节，短时过载能力强，运行维护简单、方便。缺点是动态响应速度慢，其动态响应时间随装置容量增大而加长，一般 10Mvar 以下约为 40～100ms，50Mvar 以上达到数秒至数十秒级。一般不用于分相调节，不能用于抑制闪变和要求快速补偿的场合。

结构原理　早期磁控型可控并联电抗器结构原理如图 1

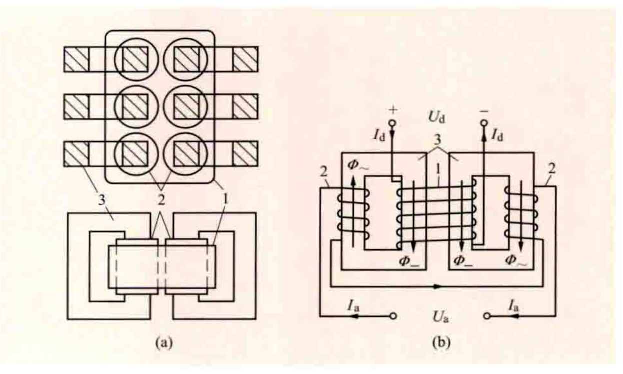


图 1　早期磁控型可控并联电抗器结构原理

（a）三相结构布置；（b）单相电气原理接线

1—直流控制绕组；2—交流工作绕组；3—铁芯

U_a—交流电源电压；I_a—交流工作电流；Φ~—交流磁通；Φ_—直流磁通；

U_d—直流控制电压；I_d—直流控制电流

所示。三相结构中，中间两柱各有一个相同的交流工作绕组，相互串联反接如图 1(b) 所示，使磁通中感应的电动势为零。当 $I_d=0$ 时，铁芯不饱和，电抗器处于空载；随着 I_d 增大，铁芯随之饱和，电抗器的感抗值下降，电抗器吸收的无功功率随之增大。因此，调节 I_d 的大小就可以改变电抗器吸收的无功功率。现代磁控型可控并联电抗器与早期相比，结构上有了大的改进，根据励磁方式的不同，可分为他励式和自励式两种。他励式 MCR 的典型接线如图 2 所示，其本体由高低压两个绕组组成，其中低压绕组为励磁绕组，高压绕组为主绕组；低压整流器为本体提供励磁电流。

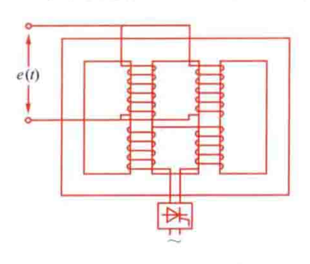
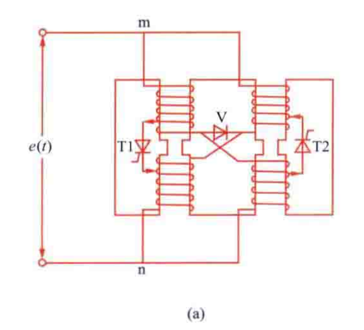


图 2　他励式磁控型可控并联电抗器单相原理图

自励式 MCR 的典型接线如图 3 (a) 所示。当外加电压 $e(t)$ 为正极性时，晶闸管 T1 两端承受正向电压，触发 T1，则可产生如图 3 (b) 所示的直流电流；反之，当外加电压 $e(t)$ 为负极性时，触发晶闸管 T2，可产生如图 3 (c) 所示的直流电流；当 T1 及 T2 均不导通时，则上述直流电流通过二极管 V 续流，续流过程中励磁电流的方向不变。由 T1、T2 和 V 构成的全波整流电路为 MCR 提供调节所需的励磁电流。由于励磁绕组的方向不同，直流励磁电流在两个铁芯中产生的直流磁通方向相反，在交流电压的作用下，两个铁芯柱在一个周期内交替饱和，从而在两个绕组上分别流过相位相差 180°、幅值相反的饱和电流，二者叠加就得到了合成总电流。



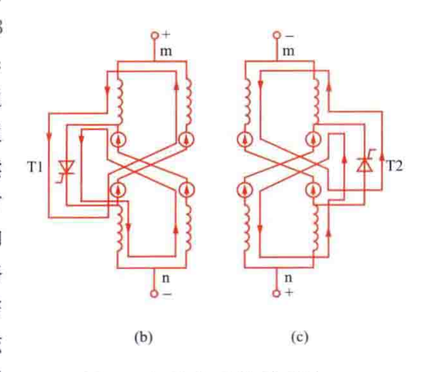


图 3　自励式磁控型可控并联电抗器单相原理图
(a) 接线原理图；(b) 正极性工作状态；(c) 负极性工作状态

为加快磁控型可控并联电抗器调节速度，改善调节性能，常采取的措施：①将 I_d 的最小值限制在额定值的 5%～10%，以保证电抗器总是在磁化特性的饱和段和接近饱和的线性段工作；②采用逆变器实现快速退磁；③采用 5～10 倍以上的高强励倍数。

发展概况　磁控型可控并联电抗器是由早期的可控饱和电抗器发展而来的。在 20 世纪 60 年代初，可控饱和电抗器采用外加直流励磁控制铁芯的磁饱和程度改变励磁阻抗，从而实现无功功率的调节，主要应用于工业冲击负荷的无功补偿。为减少其产生的谐波电流和降低系统的损耗，苏联专家开发了基于磁阀原理、由本体提供励磁的新型磁控型可控并联电抗器，并应用于输电系统。2007 年，中国开发了 500kV 磁控型可控并联电抗器，并成功用于荆州 500kV 换流站线路侧（见图 4），作为线路侧可控并联电抗器，发挥了无功控制和抑制过电压的作用。围绕输电系统特别是特高压电网面临的无功电压控制和抑制过电压相互协调的问题，未来需要解决磁控型可控并联电抗器在高电压、大容量下缩短响应时间、降低系统损耗等技术难题，以充分发挥其连续控制的优势。



图 4　湖北荆州江陵 500kV 换流站磁控型可控并联电抗器装置



dagonglü dianli dianzi qijian

大功率电力电子器件 (high power electronic devices) 用于大容量电功率变换并控制电路通断的功率半导体器件，又称大功率电力半导体器件（high power semiconductor devices)。它是电力电子技术的基础和重要组成部分，应用范围涉及电力工业、工业电源、交通运输、电机控制、家用电器、通信电源等。根据开关特性或载流子导电情况，大功率电力电子器件有两种常见的分类方法：①根据器件的开关特性，分为不控型器件、半控型器件和全控型器件三种类型；②根据器件内部电子和空穴两种载流子参与导电的情况，可分为单极型、双极型和混合型三种类型。大功率电力电子器件在应用过程中，也常采用电力电子器件组件的方式。

常用大功率电力电子器件 主要包括功率二极管(power diode)、晶闸管（thyristor)、光控晶闸管、门极可关断晶闸管（gate turn-off thyristor，GTO)、集成门极换向晶闸管（intergrated gate commutated thyristor，IGCT)、绝缘栅双极型晶体管（insulated gate bipolar transistor，IGBT)、注入增强栅晶体管（injection enhanced gate transistor，IEGT）等。

功率二极管 由一个半导体PN结或一个半导体—金属结形成的电力半导体器件。功率二极管的主要特点是单向导电性，属于不控型器件。与普通的二极管相比，其工作原理基本相同，主要差别是功率二极管的PN结面积更大，能流过较大的电流，因此功率容量要比普通二极管大很多。在电力电子及灵活交流输电装置中，它被广泛应用于整流、续流和吸收等电路中。功率二极管随着其应用范围的扩展，派生出了许多类型，如结型功率二极管、快恢复二极管、功率齐纳二极管和肖特基势垒二极管等。特别是由于近年来新型电力半导体器件的涌现，对与之配合的功率二极管的要求也在迅速提高。

晶闸管 具有PNPN四层结构的各种开关器件的总称，属于半控型器件，也曾被称为可控硅（silicon controlled rectifier，SCR)。自1957年问世后即成为电力电子技术发展的基础。它的功率处理能力和品种随着应用范围的日益扩大而迅速发展，已形成一个庞大的晶闸管系列。其中，在电力系统广泛应用的高电压、大电流晶闸管，其基本结构与普通晶闸管相同，不同之处主要在于单晶材料、芯片终端、阴极图形及具体工艺等方面，以保证器件满足高电压、大电流各种指标的要求。中国已经具备6英寸5000A/8500V超大功率晶闸管制造能力；其他国家已能稳定生产1600～8000V、350～7000A全系列产品。这类晶闸管被广泛应用于各种电力电子装置中，特别是在高压大电流范围内仍处于独占地位。例如，在直流输电系统、静止无功补偿装置、可控串联补偿装置等大容量装置中，这类晶闸管仍为采用得最多的器件。

光控晶闸管 又称光触发晶闸管，是一种以光信号代替电信号来进行触发导通的晶闸管。光控晶闸管的基本原理和制造工艺与通常的晶闸管相似，其基本结构仍为PNPN四层结构，但触发结构和触发方式有很大不同，即光控晶闸管采用光触发，在光敏区的P型区内产生的光载流子将PNPN四层开关器件打开，而通常的晶闸管则由门极电流触发PNPN四层开关器件。光控晶闸管的参数与通常的晶闸管类似，只是触发参数特殊，包括触发光功率和光谱响应范围等。光控晶闸管具有门极与阳极、阴极完全隔离，门极与阳极绝缘电压较高，光触发电路体积小、重量轻、抗干扰好，主电路与控制电路高度绝缘的特点，故大功率光控晶闸管适用于直流输电系统、高压核聚变装置和大电流脉冲装置中。

门极可关断晶闸管 和普通晶闸管一样，均为PNPN四层三端开关器件，可用正门极脉冲电流导通，亦可用负门极脉冲电流关断，属于全控型器件。但因利用负门极信号关断晶闸管的需要，门极与阴极常做成指状交叉并且阴极的条宽极窄。因此GTO实际上是大量GTO元胞集成在一块硅片上的集成器件。GTO的许多参数与普通晶闸管相似，如正反向阻断电压、浪涌电流、门极驱动电压、电流等，GTO的特有参数主要有最大阳极可关断电流和关断增益。GTO的生产水平为6500V/6000A，1kHz。GTO广泛用于静止同步补偿装置、统一潮流控制器等灵活交流输电装置中，以及交流电机的变频调速、轧钢机的传动控制等大电流、高电压领域。

集成门极换向晶闸管 由门极换向晶闸管和集成在门极旁边的门极驱动电路所构成，称为带驱动电路的大功率半导体器件更合适。IGCT是GTO的改进型结构，具有双极结型晶体管的关断特点，故不需要像GTO那样的关断缓冲电路。IGCT具有高电压、大电流、高开关速度、功耗低、结构紧凑、开关能力强、可靠性高等优点。它可用于2.3～6.9kV，0.5～100MV·A的功率范围。具体用途是调速驱动、高动态轧钢驱动，特别适合于1kHz工作频率以下的灵活交流输电、直流输电、动态无功补偿等高压大电流装置，可获得装置成本低、体积小、效率高、可靠性高等效益。

绝缘栅双极型晶体管 一种具有高输入阻抗的全控型电力半导体器件。它既引入了大功率双极结型晶体管的电导调制效应，同时还具有功率场效应管的栅极高输入阻抗，为电压驱动器件，开通和关断时均具有较宽的安全工作区，工作频率可达10～40kHz（通过软开关技术，IGBT工作频率可提高5～10倍)，饱和压降低，电压、电流容量较大。因而是一种较为理想的电力半导体器件，可以替代传统的晶闸管、可关断晶闸管、电力晶体管等电流驱动型器件，已广泛用于灵活交流输电装置（如静止同步补偿装置、统一潮流控制器)、电能质量治理装置（如有源滤波器、动态电压恢复

器）、新能源并网装置等。利用平面结终端技术及沟槽等新工艺已将 IGBT 的耐压提高到 6500V，电流达到 2500A。采用碳化硅材料的高压 IGBT 已经取得 15kV 的电压阻断能力（尚未商用）。

注入增强栅晶体管　一种兼顾 GTO 优点与 IGBT 优点于一体的新型大功率半导体器件，属于全控型器件。IEGT 是一种电压型驱动的三端器件，它具有 PNPN 四层结构。它的设计思路是在 IGBT 的基础上，使其内部的载流子分布趋近于 GTO 的注入增强结构，从而大大降低其正向压降。同 GTO 一样具有低的导通电压降，与 IGBT 一样具有宽的安全工作区，还有门极驱动电流小、功率密度大、开关损耗小、速度快等诸多优点，被认为有望取代 IGBT 和 GTO，并广泛应用于高压大功率电力电子设备。IEGT 耐压水平可达 6500V，实验室达到 8000V。

电力电子器件组件　（power electronics building block，PEBB）　将多个电力电子器件按照一定电路连接并与散热器组装成的一个完整结构，又称电力电子功能组件。这种结构使得电路的功率密度得到明显提高，并且由于减少了器件间的连线，从而减小了寄生参数带来的影响，提高了电路整体尤其是在高频工况下的可靠性。

简单的组件只包含电力电子电路的主电路，由用户自配驱动、保护、缓冲和控制等二次电路，近年来较完善的组件已将二次电路和主电路、散热器组装在一起。组件为器件用户在针对一定目的设计和制造装置时提供了极大的方便，减少了工作量，使装置更为紧凑，研制费用更低，特别是像 GTO、IGBT 这类应用技术较复杂的器件，由制造厂商提供配备完善的组件将显示出极大的优越性。

组件因电路及所用器件而不同，有整流器组件（10～12 000A，100～30 000V），晶闸管组件（100～1000A，300～2000V），整流管—晶闸管组件（100～1100A，100～4000V），GTO 组件，IGBT 组件等。组件有通用的标准组件，也有按用户要求设计的组件，因而可广泛应用于工业、农业、国防等部门。

随着集成技术的进步，电力电子器件模块和分立器件逐渐向智能化方向发展，即模块内部除主电路功率器件外，还包括相应的各种接口电路、保护电路（含过流、过压、欠压和过热等保护）和驱动电路。

发展概况　1947 年，第一只晶体管的诞生开始了半导体电子学的新纪元。1952 年研制成功的功率二极管和 1957 年研制成带有开关控制特性的晶闸管，为半导体在大功率控制领域的发展开辟了光明的前景。二极管属于不控型器件，晶闸管属于半控型器件，这两种器件曾经主宰电力电子市场 20 余年。自 20 世纪 70 年代末开始，由于采用了微电子技术的工艺成就，制成了 GTO。GTO 这一类器件既能用门极控制开通又能控制关断，属于全控型器件。1953 年由于达林顿（darlington）结构的发明，使得晶体管作为开关器件工作也能够处理大功率。现在所说的功率晶体管就是达林顿结构的晶体管，俗称电力晶体管或巨型晶体管（giant transistor，GTR）。从 20 世纪 80 年代初发展起来的功率场效应晶体管只靠一种载流子导电，没有载流子的复合过程，所以工作频率要高得多，通常都在 100kHz 以上，甚至可以达到兆赫兹（MHz）以上量级。在此基础上，又发展出了静电感应晶体管（static induction transistor，SIT）。由于这类器件是单载流子导电，因此被称为单极型器件。但由于这类器件的通态压降较高，稳态损耗较大，因此它们较适合于低电压、高频率的范围。自 20 世纪 80 年代末开始，陆续出现了一系列双极、单极的混合型器件，如 MOS 场控晶闸管（MOS controlled thyristor，MCT），绝缘栅双极型晶体管，静电感应晶闸管（static induction thyristor，SITH）等。它们既保留了原有双极型器件的低损耗、高效率的优点，又具有单极型器件的高频率范围、高输入阻抗等优点。

从 20 世纪 90 年代初开始，电力半导体器件逐步集成化和智能化。功率集成电路（power integrated circuit，PIC）就是这类产品之一。它是在单个芯片上集成了功率器件和驱动、控制、保护等电路而形成的功率处理芯片。此外，又可将电力半导体芯片和驱动、保护等专用集成电路芯片通过封装技术组装成一个整体，成为第二类集成产品，称为智能型电力半导体模块（intelligent power module，IPM）。第三类集成产品系由电力半导体器件或其模块与驱动、控制、保护等专用集成电路及散热器组装成的功能电路，称为电力电子器件组件。这类集成化、智能化电路为整机的设计、制造提供方便，更重要的是，它提高了整机的可靠性和性能。

制造电力半导体器件用的原材料主要是半导体材料硅。20 世纪 90 年代开始，人们研究用碳化硅（SiC）和氮化镓（GaN）来制造功率器件，以期获得更高的工作频率和更低的通态损耗等，甚或制造出更高耐压的器件。已经商品化的碳化硅功率二极管和功率场效应管表现出了非常优异的性能，碳化硅功率二极管不仅通态压降低，且几乎没有反向恢复时间；耐压 1200V 的碳化硅功率场效应管通态电阻只有 80mΩ。有实验结果表明，IGBT 模块的反并联二极管用碳化硅二极管替代硅快恢复二极管后，IGBT 模块的开通损耗降到了原来的 1/3，关断损耗降到了原来的 1/5。已经商品化的 200V 氮化镓功率场效应管通态电阻小于 25mΩ，结电容小一个数量级。

见《电工技术基础卷》电力电子器件。

darongliang shiyan

大容量试验

（high power test）　用大功率电源考核高压开关设备开断与关合能力和某些高压电器设备承受高电压、大电流能力试验的统称。包括基本短路试验，单相和异相接地故障试验、近区故障试验、失步关合和开断试验、容性电流开合试验、短时耐受电流和峰值耐受电流试验等。高压开关设备是指断路器、隔离开关、高压熔断器、重合器、分段器、管式避雷器、电磁开关、负荷开关、高压接触器等，以及它们的组合体。某些高压电气设备指的是电抗器、阻波器、电力变压器等。大功率电弧的物理过程复杂，在可预见的几十年内，尚不可能用单纯计算或数学物理模拟的办法考核高压开关设备的开断与关合能力，而只能在大功率实验站中进行考核。

基本短路试验　断路器出线端的短路开断和关合试验，由试验方式 T10、T30、T60、T100s 和 T100a 组成，T10 试验中开断 10%的额定短路开断电流，其他试验方式类推。

高压交流断路器国家标准GB 1984规定了各试验中断路器的开断电流（见大容量试验参数）和恢复电压。可采用三相试验对设备进行考核，也可根据标准要求采用替代的单相试验。

单相和异相接地故障试验　基本短路试验方式的附加试验，针对中性点有效接地系统的单相故障和中性点非有效接地系统中的异相接地故障两种情况提出。以证明：①断路器在相应参数是能够开断单相故障电流；②对于三极共用一个操动机构且装有一个共用分闸脱扣器的断路器，单相故障电流产生的不平衡力对断路器的操作无不利影响。

近区故障试验　基本短路试验方式补充的短路试验，针对发生在距离断路器较近处（通常为零点几至几公里）的架空线上的短路提出。

失步关合和开断试验　在有两个或两个以上电源联网的电力系统中，由于系统出现某种故障，引起联网断路器的两侧电源失步、振荡、摇摆而需断开联网断路器以限制故障范围，为了考核断路器这种情况下关合和开断性能的试验。

容性电流开合试验　考核断路器关合和开断电容性负荷能力的试验。

短时耐受电流和峰值耐受电流试验　考核高压电器在额定短路故障电流下，承受由短路电流引起的电动力和热效应产生的破坏能力的试验。

试验参数　见大容量试验参数。

试验方法　见大容量试验方法。

试验设备　见大容量试验站。

darongliang shiyan canshu

大容量试验参数　(parameters for high power test)

按技术标准规定的试验条件确定的用以表征高压开关设备工作能力的一组特性数据。主要有额定短路开断电流、瞬态恢复电压、工频恢复电压、峰值耐受电流、额定短路持续时间、燃弧时间等。

额定短路开断电流　在规定条件下，断路器能保证正常开断的最大短路电流。

瞬态恢复电压　具有显著瞬态特性的恢复电压，描述方法有两参数法和四参数法两种。在三相回路中，若无另外说明，该电压指首开极上的电压。

图1　由两参数法表示的瞬态恢复电压

u_c—瞬态恢复电压峰值，kV；t_d—时延；t'—时延参考时间；u'—时延参考电压；t_2—峰值时间，μs

(1) 两参数法是用瞬态恢复电压的峰值、峰值时间两个参数表示瞬态恢复电压的方法（见图1）。

(2) 四参数法是用瞬态恢复电压的第一峰值、第一峰值时间、峰值及峰值时间等四个参数表示瞬态恢复电压的方法（见图2）。

工频恢复电压　瞬态电压现象消失后的恢复电压。当恢复电压为直流时，其频率可以认为是零。

峰值耐受电流　表征高压开关设备对大功率电动力承受能力的参数。在规定使用和性能条件下，回路或开关设备在合闸位置时能耐受的电流峰值，其值是额定短路开断电流的2.5倍。

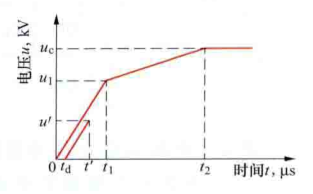


图2　由四参数法表示的瞬态恢复电压

u_c—瞬态恢复电压峰值，kV；u_1—第一波峰值，kV；t_1—第一波峰值时间，μs；t_2—峰值时间，μs；t_d—时延；t'—时延参考时间；u'—时延参考电压

额定短路持续时间　开关设备和控制设备在合闸位置能够承载额定短时耐受电流的时间间隔。

燃弧时间　分为一极燃弧时间和三极开关燃弧时间。一极燃弧时间指从一极中起弧瞬间到该极中电弧最终熄灭瞬间的时间间隔；三极开关燃弧时间指从某极中首先起弧瞬间到各极均熄弧瞬间的时间间隔。

darongliang shiyan fangfa

大容量试验方法　(high power testing methods)

根据开断与关合大功率过程的特性，所采用的既能节约投资又能保证试验等价性的代用方法。根据产生大功率的方式不同，大容量试验分为直接试验法和合成试验法。直接试验法或合成试验法的选取由被试品所需的试验功率和实验室的能力确定。被试品可以是三相整体、单相、单相的部分断口或一个断口。

直接试验法　外施电压、电流、瞬态恢复电压和工频恢复电压（见大容量试验参数）均取自一个单电源回路的一种短路试验。若电源取自冲击发电机则称为冲击发电机回路试验，若取自电力系统则称为网络试验，若取自由电容器和电抗器构成的振荡回路则称为振荡回路试验。

合成试验法　大部或全部电流取自一个电源（电流回路），外施电压和恢复电压全部或部分取自另一个或几个电源（电压回路）的一种短路试验。合成回路的基本原理，使用一个电压较低的电流源，供给试品所需的短路电流；用另外高电压而电流小的回路作为电压源，为试品提供所需的恢复电压。开断试验的合成试验回路有电流引入回路、电压引入回路等。

电流引入回路　电压源在工频电流零点前接至被试断路器，并在电流零区提供流经受试断路器电流的合成试验回路。根据电压回路与被试断路器的串并联关系，电流引入回路可分为并联回路和串联回路两种。图1所示为电压回路与被试断路器并联的电流引入回路（并联回路）简化线路图。

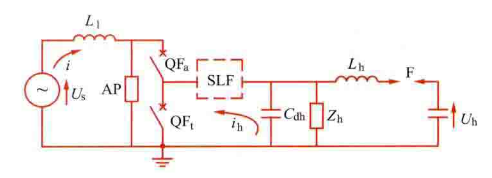


图1　电压回路与被试断路器并联的电流引入回路简化线路图

U_s—电流回路的电压；C_{dh}—电压回路的时延电容；L_1—电流回路的电感；L_h—电压回路的电感；AP—延弧回路；U_h—电压回路充电电压；QF_a—辅助断路器；i—电流回路的电流；QF_t—被试断路器；Z_h—电压回路的等效波阻抗；i_h—引入电流；SLF—近区故障回路（相应试验的）

电压引入回路　电压源在工频电流零点后接至被试断路器，电流源为受试断路器提供瞬态恢复电压的起始部分的合成试验回路。图 2 所示为电压回路与辅助断路器并联的电压引入回路简化电路图。

图 2　电压回路与辅助断路器并联的电压引入回路简化电路图

U_s—电流回路的电压；U_h—电压回路充电电压；L_1—电流回路的电感；L_h—电压回路的电感；C_1—和 L_1 一起控制瞬态恢复电压第一部分的电流回路的电容；C_h—和 L_h 一起控制瞬态恢复电压主要部分的电压回路的电容；AP—延弧回路；QF_a—辅助断路器；QF_t—被试断路器

darongliang shiyan xinjishu

大容量试验新技术　(novel test technology of high power equipment)　针对百万伏级交流输电系统用高压电气设备容量的试验新技术。全世界相继提出了一系列适用于特高压断路器的试验回路，包括日立公司的 Hitachi 合成试验回路、ABB 公司的 EPIC 合成试验回路、KEMA 提出的 UHV 试验回路及中国西安高压电器研究院采用的 UHV 整极三回路等。

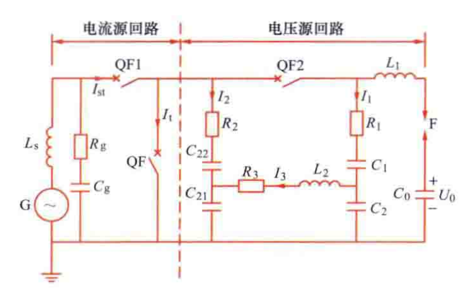


图 1　Hitachi 四参数合成仿真试验回路

G—短路发电机；L_s—电流源电抗；R_g、C_g—电流源电阻和电容；C_0—电压源主电容；L_1—电压源主电抗；R_1-C_1-C_2-L_2-R_3-R_2-C_{21}-C_{22}—调频回路；QF1、QF2—辅助断路器；F—火花开关；QF—被试断路器

Hitachi 合成试验回路　如图 1 所示，流过被试断路器 QF 的大电流来自发电机 G，恢复电压则由回路右侧的振荡回路来提供。Hitachi 合成试验回路本质上仍旧是一个电流引入回路，由火花间隙 F 来控制投入时刻的调频回路。

EPIC 合成试验回路　一种电流引入回路，回路结构见图 2。此回路可分解三个回路。第一部分 G-L_s-R_g-C_g-QF1 提供试验中的短路电流；第二部分 C_0-C_1 及对应的瞬态恢复电压分支，提供引入电流和瞬态恢复电压的第一阶段；第三部分 C_2-L_2-C_{21}，通过 C_{21} 产生一个振荡电压。所有的振荡电压及 C_{22} 上的残存电压共同构成瞬态恢复电压的第二阶段。

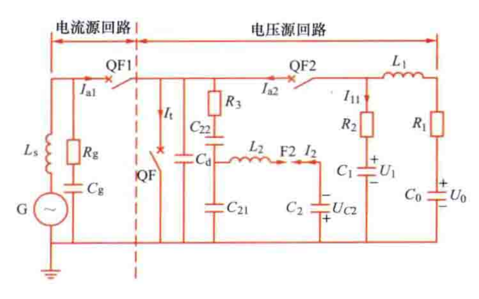


图 2　EPIC 合成试验回路

G—短路发电机；L_s—电流源电抗；R_g、C_g—电流源电阻、电容；C_0—电压源主电容；L_1—电压源主电抗；R_2-C_1—调频回路 1；C_2-L_2-C_{21}-C_{22}-R_3—调频回路 2；C_d—主调频电容；QF1、QF2—辅助断路器；F2—火花开关；QF—被试断路器

UHV 整极三回路　一种电流引入回路，原理如图 3 所示。大电流阶段，通过试品的电流由电流源提供，过零开断前适当时刻第一套电压回路投入。试品过零开断后，由一套电压回路提供瞬态恢复电压（TRV）起始的部分，瞬态恢复电压（TRV）上升到一定程度时，第二套电压回路投入，两套电压回路的电压叠加，共同构成施加在试品两端的电压。试验中，被试产品置于绝缘平台上，一端施加一套恢复电压，另外一端与外壳施加二套恢复电压，从而达到考核要求。采用此回路可实现对被试断路器零区热效应的等价考核，同时满足断口间、外壳与母线间施加全电压考核要求。

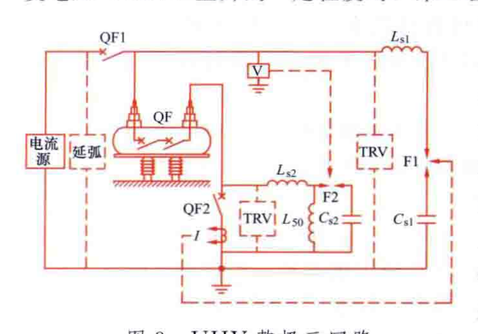


图 3　UHV 整极三回路

L_{s1}-F1-C_{s1}—第一套电压回路；L_{s2}-F2-C_{s2}—第二套电压回路；QF1、QF2—辅助断路器；QF—被试断路器

darongliang shiyanzhan

大容量试验站　(high power test laboratory)　进行大容量试验的专用高电压、大功率设备，又称高电压强电流试验站或大功率试验站。大容量试验站的类型有冲击发电机试验站、网络试验站、振荡回路试验站。它们可以单独运行，也可以相互配合进行多类型的试验。

冲击发电机试验站　以大型拖动电动机带动特制巨型冲击发电机为试验电源的大容量试验设施。主要设备包括作为试验电源的冲击发电机、拖动电动机、尾接电抗器、短路变压器、调节电抗器、各类开关及相应控制设备。冲击发电机试验回路能够较好地模拟电力系统的短路或其他开断过程，具有较高的等价性，参数便于调节，短路时对电力系统冲击较小，试验时间和次数较为灵活。

冲击发电机是专门设计的短路容量大、阻抗小、机械强度高、能反复承受短路方式的巨型同步发电机（见图 1）。运



图 1　冲击发电机（位于西安大容量试验室）

行时借助于电动机拖动，待达到额定转速后，将其定子出线端突然短路以获得数百千安的大电流。冲击发电机可以进行直接试验，也可以作为电流源进行合成试验。

网络试验站　以运行中的电力系统为电源，通过人工短路，利用短路容量进行试验的大容量试验设施。通过专用短路变压器、调节电抗器、选项合闸开关给出试验电流，试验条件真实，可进行多种特殊条件下的试验。网络试验站的试验能力随电力系统容量的扩大而不断增长，但受电力系统正常运行的限制，大容量试验只能在电力系统的低负荷期间进行。

振荡回路试验站　利用高压整流电源向电容器充电，再通过电感释放电容储能，以形成的工频强电流模拟系统的短路电流，以电容器上的电压模拟系统的恢复电压，用以考核高压开关设备的开断与关合能力的大容量试验设施。（见图 2）



图 2　振荡回路（位于西安大容量试验室）

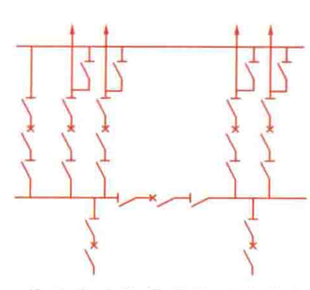
主要设备包括充电电容器组、调频装置（由电容、电感、电阻组合而成）。电容器中的储能有限，不会使被试产品受到毁灭性的破坏。振荡回路试验站结构简单，效率高，便于进行重复性的研究试验。

振荡回路可以进行直接试验，也可以作为电压源或电流源用作合成试验。随着全球经济的发展，电力系统的输配电能力不断提高。针对大力发展的百万伏输电线路用高压电气设备的大容量试验，采用直接试验已无法满足试验要求，因此多种新型合成试验回路相继提出。（见大容量试验新技术）

danmuxian fenduan dai panglu muxian jiexian

单母线分段带旁路母线接线

(sectionalized single-bus with transfer bus configuration)　由一组分段的主母线和一组旁路母线组成的电气主接线。为了避免单母线分段接线中线路或主变压器回路的断路器检修时，引起线路或主变压器回路停电的缺点，设置了一组旁路母线（见图）。当线路或主变压器回路的断路器检修时，该回路可以通过旁路隔离开关接至旁路母线，再通过旁路断路器接至主母线，使该回路继续正常运行。旁路母线平时处于不带电的备用状态。



单母线分段带旁路母线接线

旁路断路器通常只有一种设置方式，即将一段主母线和一组旁路母线连接起来。由于只设一个旁路断路器回路，而且它与主母线和旁路母线之间是固定连接的，因此不与旁路断路器回路连接的一段主母线上，其相应的线路或主变压器回路中断路器停电检修时，该回路通过旁路回路接入另一段主母线上，能保证继续供电，但是改变了主母线上线路或主变压器原来的固定分配方式。在中国 35～110kV 的变电站中采用这种接线的较多。

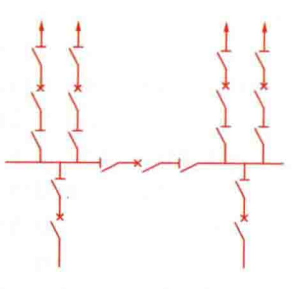
旁路母线是为检修断路器而设的，随着可靠性高、检修周期长的六氟化硫断路器或气体绝缘金属封闭开关设备的普遍采用，旁路母线已逐渐被淘汰。

danmuxian fenduan jiexian

单母线分段接线

(sectionalized single-bus configuration)　装设分段断路器将单母线接线中的母线分成两段，将变压器和线路接到两段母线上的电气主接线。在这种接线方式中（见图），当一段母线或母线隔离开关发生故障或断路器拒绝动作时，分段断路器将自动断开故障母线段，或断开连接有拒绝动作断路器的母线段，使无故障母线段能继续运行。此外，还可以在不影响一段母线正常运行的情况下，对另一段母线或其母线隔离开关进行停电检修。

单母线分段接线具有与单母线接线相同的简单、方便和占地少的优点，而且提高了供电的可靠性。除了分段断路器外，其他设备发生故障时都不会使整个配电装置停电。对于重要负荷，可以从两段母线分别引出回路供电。单母线分段接线的缺点是：当一段母线或一组母线隔离开关发生永久性故障并需要较长时间进行检修时，则连接在该段母线上的回路将较长时间地停电。因此，这种接线多用于电压较低、线路较少、装设有两台变压器、重要负荷由两回线路供电的变电站。

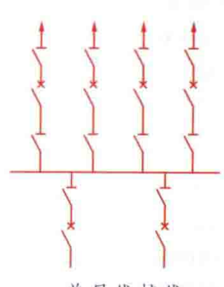


单母线分段接线

danmuxian jiexian

单母线接线

(single-bus configuration)　变压器回路、线路或无功设备接于一组母线所组成的电气主接线。单母线接线只采用一组不带分段断路器的母线，每一回路都通过一台断路器和一组母线隔离开关接到这组母线上（见图）。这种接线方式的优点是简单清晰，设备较少，操作方便和占地少。其缺点是不够灵活可靠，因为所有线路和变压器回路都接在一组母线上，所以当母线或母线隔离开关故障或检修时，或继电保护装置动作而断路器拒绝动作时，会使整个配电装置停电。为了提高单母线接线的可靠性，有时在母线中间增设一组分段隔离开关，将母线分成两段。正常运行时，



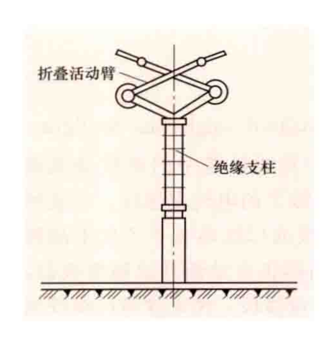
单母线接线

将分段隔离开关合上，线路和变压器接到两段母线上。这样，当一段母线或母线隔离开关故障或检修时，或继电保护装置动作而断路器拒绝动作时，整个配电装置虽然停电，但当断开分段隔离开关后，无故障或无需检修母线段上的线路和变压器即可恢复供电。单母线接线只适用于电压较低、容量小和线路少的变电站，或大型变电站的无功补偿设备接线。

danzhushi geli kaiguan

单柱式隔离开关

(single post disconnector)　只有一个绝缘支柱的隔离开关。如图所示，单柱式隔离开关由绝缘支柱、折叠活动臂（动触头）和静触头三部分组成，其中静触头悬挂于母线或独立的支座上，动触头都用单独的底座或框架支撑，断口方向与底座平面垂直，按折叠活动臂结构的不同，单柱式隔离开关可分为剪刀式和半剪刀式两种型式。



单柱式隔离开关

绝缘支柱　用来支持和操作上部导电杆和折叠活动臂。通常由两个支柱绝缘子组成，一个是固定的大直径、高强度支柱绝缘子，起支持导电部分的作用；另一个是活动的小直径、普通强度的支柱绝缘子，能水平旋转，用以操作活动臂，完成断开和闭合的动作。

折叠活动臂　隔离开关的导电部分，又称动触头。它安装在绝缘支柱的上部，沿垂直方向起落，以完成断开和闭合的动作。活动臂有两种结构：①单侧折叠活动臂，非对称结构，简称半剪刀式；②双侧折叠活动臂，对称结构，简称剪刀式。折叠活动臂是隔离开关的核心部件，应满足载流量的要求，并具有规定的动、热稳定性，一般用铝合金管或铜管制成。由于单柱式隔离开关的静触头安装在母线上，具有一定的风偏摇摆，故要求折叠活动臂具有足够的长度，使隔离开关在风偏时能可靠地夹住静触头。

静触头　隔离开关的不操作的导电部分，通常安装在隔离开关上方的母线上。由于结构不同，半剪刀式隔离开关的静触头垂直母线安装，剪刀式隔离开关的静触头平行母线安装。

单柱式隔离开关的应用具有以下特点：①采用垂直开启的方式，通常用作母线隔离开关，可以直接布置在母线下方，减少高压配电装置的纵向尺寸，节省占地。②折叠活动臂结构比较复杂，通常只在电压等级较高的配电装置中采用，在中国已形成220～500kV等各电压等级的单柱式隔离开关系列产品。③剪刀式隔离开关钳夹范围大，与有一定风偏摇摆的软母线配合有利；而半剪刀式隔离开关钳夹范围小，与固定不动的硬母线（支持式）配合有利。④破冰能力和恶劣气候条件下工作的可靠性还有待进一步提高。

daodixian fangzhen

导地线防振

(anti-vibration of conductor and earth wire)　防止架空输电线路导线、地线在风、冰、雨、雪等自然条件的作用下发生多种形式振动的措施。长时间或者大幅度的振动容易导致输电线路各个组成部分的损伤甚至失效，严重威胁输电线路的安全运行，因此，必须采取有效措施对导、地线振动加以防治。微风振动、覆冰舞动、次档距振荡以及脱冰跳跃是导、地线振动的主要形式。

导、地线微风振动　层流风吹过架空线后会在其背风侧产生漩涡，称为“卡门漩涡”，如图1所示。规则的漩涡脱落会引起架空线在与风向垂直的方向上周期性的振动，引起这种振动的风速通常在0.5～10m/s的范围内，称为微风振动。


图1　卡门漩涡示意图

微风振动的锁定效应　当风吹过架空线时，架空线在卡门漩涡的诱发下产生振动，漩涡即受架空线的控制，漩涡脱落的频率等于架空线振动的频率。当风速在一定范围内（实际风速 v 和斯托罗哈风速 v_S 之比在0.87～1.37之间）变化时，架空线的振动频率和漩涡的脱落频率均保持不变。这一现象称为微风振动的“锁定效应”或“同步效应”。

微风振动的特点及其危害　微风振动具有频率高（通常在3～120Hz）、振幅小（振幅单峰值一般不超过导线直径）、持续时间长的特点。由于自然界的风的持续性，因此架空线的微风振动也长期存在。振动所产生的累积效应会导致架空线疲劳断股、金具磨损和杆塔构件损坏等，威胁架空输电线路的安全运行。

振动强度及其影响因素　振动强度是指振动幅值及其振动延续时间的多少，是衡量架空线在设计寿命期内产生疲劳断股的重要判据。影响架空线微风振动强度的因素很多，主要有地形及地物、风速及风向、档距长度、架空线张力、架空线规格及结构等。

(1) 地形及地物的影响。地形、地物（合称地区条件）对振动强度有显著的影响。产生振动的必要条件是气流的均匀性及风向的恒定性。平坦、开阔地区有利于气流的均匀流动，易于形成强烈振动的条件，且振动的持续时间长。相反情况是地形交错起伏，或线路附近有建筑物、树林等地物，对气流产生摩擦，破坏气流的均匀性，不易形成振动条件。

(2) 风速及风向的影响。维持导线振动的下限风速一般为0.5m/s，仍能引起导线振动的最大风速称为上限风速。导线能否产生稳定振动还与风向有关，风向与导线轴线夹角在45°～90°时，易产生稳定振动；在30°～45°时，振动的稳定性小；在20°以下时，一般不出现振动。

(3) 档距长度的影响。微风振动以一个档距为独立的振动单元。由于档距长度等于半波长的整数倍，档距越大，微风振动频率也就越密集，引发稳定振动的几率越大。

(4) 架空线张力的影响。在其他条件不变的情况下，提高架空线张力不仅会增加振动强度（振幅和振动次数），而且会降低架空线的疲劳极限。架空线张力提高后，其自阻尼作用下降，振幅增大且波长增加，振动频率及振动延续时间也都随之增加，振动次数增多。

(5) 架空线规格及结构的影响。架空线断面形状如果能够破坏在导线背风侧卡门漩涡的建立，就不会形成稳定振

动。而圆形光滑型的架空线，其直径与截面的比值较小，虽然能够减少风荷载和覆冰及舞动，但微风振动的振幅及延续时间变得严重。另外，风能输入随架空线直径的增大而增加，振动频率又随直径增大而降低，而低频范围的导线自阻尼又较小，这使得大直径导线振动严重，增加防振难度。

架空线振动容许值　架空线的振动疲劳断股是振动累积作用的结果，振动大小一般都用动弯应变来衡量。通常认为，当应变不超过某一数值时，可以认为架空线在整个设计寿命时间范围内不会发生断股，这个数值就是动弯应变容许值。国际上关于架空线的动弯应变容许值尚无统一的标准，中国架空线的动弯应变容许值见表 1。

表 1　架空线微风振动动弯应变容许值

序号	架空线类型	动弯应变容许值（με）	
		大跨越	普通档
1	钢芯铝绞线	±100	±150
2	铝包钢绞线	±150	±200
3	钢芯铝合金绞线	±120	±150
4	全铝合金绞线	±120	±150
5	镀锌钢绞线	±200	±300

防振装置　防振装置也称阻尼器或防振器，是专门为防止微风振动引起导线疲劳断股，而在导线上安装的一种防振部件。大多数防振装置的防振原理是将振动能量转化为热能或声能而发散掉，从而降低导线的振幅。还有一些防振装置是通过增加导线刚度或提高导线阻尼作用来达到防振的目的。常用的防振装置主要包括防振锤（见图 2）、护线条、阻尼线、防振鞭等，其中，防振锤具有多种型式，防振锤的线夹可以为螺栓紧固，也可以使用预绞丝固定。

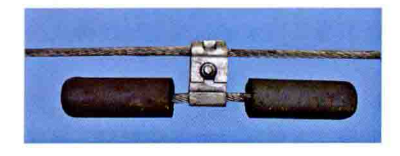


图 2　地线防振锤

（1）斯托克布里奇防振锤。斯托克布里奇发明了世界上第一只防振锤。后来，按照这个原理设计的防振锤，统称为斯托克布里奇防振锤。这是中国较早运用的防振锤，如 FD 型和 FG 型防振锤。斯托克布里奇防振锤的两端装有圆筒形重锤，为了防止筒内积水锈蚀钢绞线，要在圆筒的下部设计漏水孔（孔径必须大于 6mm）。这种防振锤锤头的振动可以分为回转和摆动两种形式，所以具有两个固有自振频率。

（2）4R 及 4D 防振锤。意大利 Salvi 公司于 1968 年研制出 4R 型防振锤。中国依据其基本原理研制了 FR 系列防振锤，其特点是两端锤头重量不等，线夹位于两端锤头的间距也不相等，这样就可以获得四个自振频率。此类型防振锤的锤头部分具有音叉式的设计，这种结构不限制锤头甩动，不会碰撞钢绞线。

（3）扭矩防振锤。这种防振锤的结构型式很多，中国使用的 FDZ 型防振锤即为扭矩防振锤。扭矩防振锤的特点是钢绞线两端的重锤是由 L 型圆钢构件替代，并分别布置在钢绞线的前后两侧，形成一定角度。当导线振动时，重锤使钢绞线受到弯矩和扭矩两种作用，从而改善了防振锤的防振性能。扭矩防振锤可获得三个自振频率。

（4）狗骨防振锤。这种防振锤工作原理与扭矩防振锤相似，在结构上以保龄球状结构锤头替代 L 型圆钢构件，同样具有三个自振频率。锤头现状的改变提高了电晕电压，减少了尖端放电。

（5）护线条。护线条是用铝合金等金属材料制成螺旋形的预绞丝，缠绕在导线上，主要作用是增加线夹出口附近的导线刚度，减少弯曲应力及线夹处受到的挤压应力和磨损等，并使导线在悬垂线夹中的应力集中现象得到改善。护线条可使导线振动时受到的动弯应力减少 20%～50%。护线条的减振效果不如防振锤显著，故在振动强烈及平均运行张力高的线路上不能单独使用护线条。

（6）阻尼线。阻尼线亦称贝特型防振器（见图 3），它是取用相当长度的一段绞线（通常与导线规格相同）悬挂在悬垂线夹两侧的导线下面，然后每隔一定距离采用线夹与导线固定，形成一系列的花边状，还可以采取不同的尺寸构成多种型式。导线振动时迫使阻尼线运动而消耗能量，其消耗能量的多少与阻尼线的总长度及花边数目等因素有关。

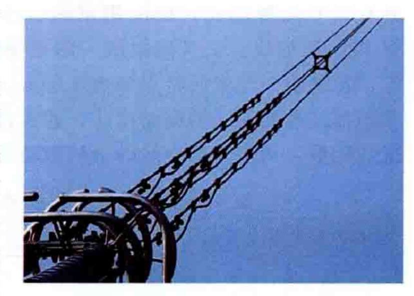


图 3　阻尼线

（7）防振鞭。防振鞭特别适用于光纤导线，如 ADSS 和 OPGW，也适用于低电压（不大于 132kV）线路和小截面导线（外径不大于 19mm）。它是由高强度 PVC 棒材预制成不等径螺旋状的防振装置。防振鞭在导地线振动时能产生相对于导地线运动的反向运动，从而在各种振动频率下减少导地线的振动幅度，进而抑制了导地线的振动。

防振装置的安装设计　通过综合考虑输电线路的工程参数、所在地区的气象及地形特点、以往的运行经验等因素，选择合适的防振装置并进行合理布置，从而将架空线的微风振动水平控制在安全范围以内。防振装置的安装设计包括防振装置的型号规格、安装数量以及安装尺寸三个方面。

（1）防振装置的型号规格。防振锤和阻尼线是中国输电线路防振中主要使用的防振装置。根据线路的设计条件及导线规格，选择防振锤的型号，使防振锤的功率特性及振幅特性等满足防振设计的要求。中国导线规格已经定为国家标准，线路的主要设计条件已在规程中规定，适应这些条件的防振锤型号已成为标准产品，一般情况下，线路设计者只需按规定选择防振锤型号即可。对阻尼线则没有定型的规格可供选择，有关类型、花边长度及节点数目等参数，需根据线路设计的具体条件作临时选定。

（2）防振装置的安装数量。对于防振锤需要确定是否安装及安装几个的问题。防振锤的安装数量现有两种表示方法，一种是以线夹的一侧安装几个，另一种是以每一档距内安装几个来表示。后一种方法比较明确，因为有不少国家提出了在每个档距内只安装一个防振锤的防振措施，称为半档防振方法。对于阻尼线的数量问题主要确定其类型、总长度及节点数目等，这方面尚没有成熟的经验。对于线路上一些大档距，往往采用阻尼线与防振锤联合的保护方式，情况更为复杂。

（3）防振装置的安装尺寸。为获得最佳的防振效果，应

计算防振锤的安装距离，即防振锤与线夹之间的距离；当线夹一侧安装两个及以上的防振锤时，还需要确定防振锤之间的距离，提出等距离安装和不等距离安装的两种方法。对于阻尼线，则需要确定花边长度、弧垂大小及布置形式等问题。

大跨越防振　输电线路大跨越工程是线路的重要组成部分，具有档距大、悬挂点高、所处地形开阔等特点，水面上空容易形成层流风，引起导线激振的风速范围广，因此，导线吸收风能较普通线路大得多，其振动水平也远远高于普通线路，且导线几乎每时每刻都在振动，因此，其防振措施比较复杂，需要专门研究和设计。

（1）大跨越防振方案的选择。大跨越导线的防振方案主要有以下几种形式：Bate 阻尼线、Bate 阻尼线＋防振锤、双 Bate 阻尼线、交叉阻尼线、防振锤组合、圣诞树阻尼线等。各种防振方案的特点如表 2 所示。这些防振装置的基本原理都是改变导线的振动模式，通过自身的振动消耗系统的振动能量，从而降低导线的微风振动水平。

表 2　各种防振方案特点及应用

防振方案类型	特　点	主要使用国家
Bate 阻尼线	不同长度的花边组合，以消耗不同频率的振动能力	中国、日本
Bate 阻尼线＋防振锤	在 Bate 阻尼线大花边档中安装防振锤，加强低频防振效果	中国、日本
双 Bate 阻尼线	由两组 Bate 阻尼线构成，增加耗能，但是阻尼线线夹较重	日本
交叉阻尼线	不同长度的单根阻尼线交叉布置，与垂直方向成 45°角，不利于阻尼线形状的长期保持	中国、日本
防振锤组合	由不同型号的防振锤组合布置，档距较大时，档中也要安装，不利于运行和维护	欧美
圣诞树阻尼线	由不同长度的单根阻尼线交替相连组成	日本

Bate 阻尼线＋防振锤形式的联合防振方案防振原理清晰明确，中国的绝大部分大跨越工程都采用这种防振形式，多年的运行经验和现场测振结果表明，该型防振方案具有良好的防振效果。鉴于大跨越工程的极端重要性，为确保大跨越导线的绝对安全，从偏于安全的角度考虑，推荐采用以 Bate 阻尼线＋防振锤为首选防振方案，具体的防振方案必须通过试验来确定。

（2）大跨越防振方案的设计方法。由于导线微风振动属于很强的非线性问题，再加上导线在性能上的分散性，单纯的理论分析和计算不足以准确地确定导线的防振方案，最终的防振方案应由模拟试验确定。防振试验的目的就是通过试验优选出满足技术要求的防振方案，将导、地线的微风振动水平降到容许应变以内，使导、地线在整个设计使用寿命期间不致发生因微风振动而导致的断股故障。防振试验主要包括 5 个方面的内容。

1）自阻尼试验。导线的自阻尼是衡量材料自身消耗能量的能力，与导线的材料、结构、绞合紧密程度、张力等有关，不同导线之间的自阻尼差异较大，需要通过试验测定。自阻尼特性试验采用功率法，测量的频率范围覆盖微风振动的频率范围。通过对自阻尼试验数据进行处理得到自阻尼的公式，为计算振动强度提供依据。

2）防振锤特性试验。防振锤作为防振元件，主要靠其钢绞线的股间摩擦来消耗风输入导线的能量，从而降低导线的振动水平。防振锤特性试验的主要目的是测得防振锤的谐振频率及其在各个谐振频率下的耗能水平，为防振方案设计提供依据。

3）防振方案试验与优选。防振方案采用 Bate 阻尼线＋防振锤的联合防振措施，如图 4 所示。考虑不同长度阻尼线花边的频率响应范围，防振方案选择不同长度花边的组合，使其在整个微风振动频率范围内均具有良好的耗能减振作用，并对主要振动频率范围重点防护。档中侧（外侧）小花边进行剥层处理，一方面可以减轻外侧花边的重量，降低花边线夹处导线的动弯应变值；另一方面可以改变该花边的响应频率，改善防振方案的频响特性。同时在大花边中安装防振锤来加强防振方案低频防振效果，通过防振锤和阻尼线的联合使用可使整个防振方案性能达到最佳。初设方案要在试验档上进行试验改进，最终比选出较优的方案推荐给工程使用。分裂导线的防振方案还需要在分裂导线上进行复核试验。

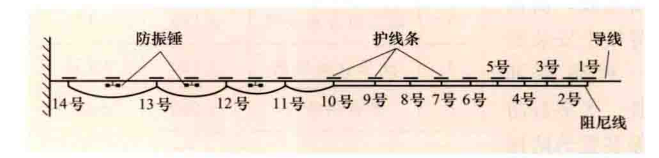


图 4　Bate 阻尼线＋防振锤防振方案示意图

4）微风振动现场测振。实际线路的微风振动不可能和室内模拟试验完全一致，为了解导线的微风振动水平，检验防振装置的效果，有必要对导线的微风振动进行现场实测。现场测振在线路投运后进行，在主要夹固点处安装测振仪，连续监测一定时间，获取测振周期内的微风振动数据，通过对数据进行处理得到导线微风振动的水平，确定导线微风振动是否在容许范围内。

导线覆冰舞动　沿圆周方向不均匀覆冰的架空导线在侧向风力作用下产生的一种低频、大幅度自激振动现象。导线舞动时，会在一档导线内形成一个、两个或几个半波组成的驻波或行波，舞动波幅点的轨迹为椭圆形，椭圆长轴在铅垂方向或稍偏离铅垂方向，有时还伴有导线扭转。舞动的频率范围约为 0.1～3Hz，振幅约为 0.1～1 倍的导线弧垂（几十厘米到十几米之间）。

导线舞动带来的危害　舞动产生的危害是多方面的，总体可分为电气和机械两个方面。

（1）电气损坏。由于舞动的垂直大振幅特征，舞动发生时很容易造成相导线间、导线与架空地线之间、导线与地面之间、导线与杆塔塔身之间及耐张型杆塔跳线与塔身之间的相对距离变小，引起闪络或碰线现象，造成跳闸停电、烧伤线股或烧断导线的故障。

（2）机械损坏。舞动引起的导线动态张力可达到静止覆冰张力的 2.2 倍，同时舞动持续时间较长，长期的动态载荷作用会造成线路结构严重的机械破坏，主要包括：①动态载荷造成的连接螺栓松动或脱落；②导线断线、断股；③金具严重磨损或疲劳断裂，包括子导线间隔棒损坏、开口销或闭口销被挤出、球头挂环折断、U 型环磨损及防振锤损坏等；④绝缘子破损或断裂；⑤耐张杆塔跳线损伤或断裂；⑥杆塔横担塔材损坏或断裂；⑦杆塔基础损坏；⑧倒塔。

导线舞动的主要影响因素　输电线路舞动的发生通常取决于导线不均匀覆冰、风激励和线路结构参数三方面的要素。导线不均匀覆冰和风激励是舞动激发的外因，不均匀覆冰使得导线截面特性发生变化，使其空气动力特性发生改变，不均匀覆冰多发生在风作用下的雨凇、霜凇、湿雪等气候条件，常见的偏心覆冰形状包括新月型、翼型、扇型和D型等，易舞的覆冰厚度范围为2～15mm，舞动发生的气温条件通常为−5～2℃。风激励是导线舞动的能量来源，易舞的风速范围为4～25m/s，风向与线路走向的夹角为45°～90°。线路结构参数是舞动激发的内因，这些参数包括导线的类型（分裂导线或单导线）、张力、弧垂、档距以及导线的特性与参数等。

舞动的发生机理　自20世纪20年代末在美国首先发现导线舞动现象以来，提出了多种舞动发生机理，但都不完善。其中主要的有Den Hartog垂直激发机理、扭转自激机理、偏心覆冰惯性耦合激发机理和动力失稳起舞机理四种。

（1）Den Hartog垂直激发机理。Den Hartog垂直激发机理认为，当风吹向偏心覆冰所致非圆截面时会产生升、阻力，当升力曲线斜率的负值大于阻力时，导线截面动力不稳定，激发舞动现象，舞动是由空气动力产生的负阻尼引起。

（2）扭转自激机理。实际导线舞动中，特别是对于分裂导线，横向振动总是与扭转振动相伴而生。1974年加拿大学者O. 尼格尔（O. Nigol）提出扭转激发舞动原理，该理论认为舞动是由导线自激扭转引起。当覆冰导线的空气动力扭转阻尼为负且大于导线的固有扭转阻尼时，激发扭转向的自激振动；当扭转振动频率接近垂直或水平振动频率时，横向运动受耦合力的激励产生一交变力，在此力作用下导线发生大幅度的舞动。

（3）偏心覆冰惯性耦合激发机理。在这种激发模式条件下，横向振动与扭转振动可能都是稳定的，只是由于覆冰引起的偏心惯性作用引起攻角变化，从而使相应的升力对横向振动形成正反馈，加剧了横向振动，从而积累能量，最后形成大幅度舞动。

（4）动力失稳起舞机理。舞动是一种动力不稳定现象，采用线性动力稳定性理论作为分析的理论基础，运用代数稳定性判据（Routh-Hurwith稳定性判据）来判别系统是否稳定。

输电线路舞动防治技术　基于导线舞动特点及舞动激发机理，总体防舞技术路线为“避、抗、防”。从气象条件考虑，避开易形成舞动的覆冰区域与线路走向，即所谓“避”；从机械与电气的角度出发，提高线路系统抵抗舞动的能力，即所谓“抗”；从改变与调整导线系统的参数出发，采用各种防舞装置与措施，抑制舞动的发生，即所谓“防”。

防舞技术中，“避”和“抗”受多种因素的制约（尤其是造价），实际操作起来难度很大，一般防舞设计中较少采用。相对于“避”和“抗”，“防”的造价较低，也容易实现。防舞技术可以在线路规划设计阶段实施，也可以在线路建成后运行阶段实施，后者一般都是在预判线路可能发生舞动，或在线路已发生舞动后加装有效的防舞装置。

（1）合理选择线路走向和路径。输电线路规划设计时，合理选择线路走向和路径，尽可能避开或少穿越雨凇或冻雨地带，避免横穿风口、江河湖面等微气象、微地形区，避免线路走向与舞动频发季节的主风向相垂直等。对于必须经过舞动多发、强舞动地区的新建线路，将防止舞动作为重要设计因素考虑，采取必要的抗舞设计和措施，提高线路的抗舞能力。

（2）抗舞动措施。指在未采取主动性预防措施抑制舞动时，通过提高线路的电气和机械强度来抵抗或减轻舞动造成的危害，使线路在舞动发生时不被损坏并保持安全运行，以提高线路系统抵抗舞动的能力。

1）减小档距、提高运行张力。适当减小档距和提高导线张力有利于防止舞动。提高运行张力应以导线微风振动不超标为前提，并有一定裕度。

2）提高杆塔机械强度。舞动时由于巨大的动态力经常使得杆塔损坏，甚至倒塔，因此提高杆塔机械强度可有效提高线路抗舞能力。同时，由于舞动常造成铁塔螺栓松脱，损坏杆塔稳定性，舞动多发地区的杆塔应加强螺栓的防松性能。

3）提高金具及绝缘子机械强度。对经过舞动多发及强舞动地区线路的金具及绝缘子的安全系数适当提高，提高幅度视可能出现的舞动强度而定。一般可将设计安全系数提高至2.5～3.5，以确保金具及绝缘子能抵抗中等强度的舞动。同时可采用具有抗舞性能的金具。

4）提高线路的电气强度进行抗舞设计。舞动时，往往首先出现的故障是闪络跳闸，为此，可根据预测的舞动强度（振幅、频率），进行电气间隙的设计，确保即使发生可预测强度的舞动时不至于因电气间隙不够而造成相间或相对地闪络跳闸。

（3）加装防舞装置。常用防舞装置包括线夹回转式间隔棒、相间间隔棒、双摆防舞器、扰流防舞器、阻尼防舞器、失谐摆、集中防振锤等。

1）线夹回转式间隔棒。线夹回转式间隔棒（适用于分裂导线）的特点是间隔棒部分线夹可自由（或在一定角度范围内）回转，其余线夹与普通夹头相同，不能自由转动。活动线夹可以改变覆冰导线的覆冰形状，使覆冰形状随着子导线的自由扭转趋于圆形，从而改善覆冰导线的空气动力特性，达到抑制舞动的效果。这种防舞装置兼具间隔棒和防舞器的双重作用，且不会额外增加输电线路上的集中载荷，对线路基本没有副作用。线夹回转式间隔棒示意如图5所示，通常迎风侧线夹设计为可回转型。

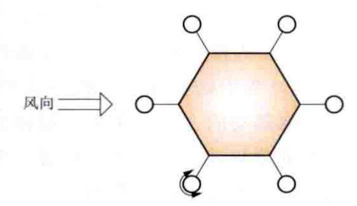


图5　线夹回转式间隔棒示意图

2）相间间隔棒。相间间隔棒（单导线、分裂导线均可）是在相间或回路之间使用的一种具有绝缘性能和机械强度的间隔棒，它将两相导线绝缘地连接起来，使各导线的运动相互制约，以达到抑制舞动的目的。相间间隔棒（见图6）既可抑制


图6　安装相间合成绝缘间隔棒

舞动，又可防止脱冰跳跃、不同步摇摆及导线下垂引起的相间闪络。同时，相间间隔棒也存在劣化、弯曲等问题。

3）双摆防舞器。在间隔棒上装有双摆的一种防舞装置。这种防舞装置的防舞机理基于动力稳定性理论，旨在提高导线系统的动力稳定性，同时也有压重防舞的功能。双摆防舞器的设计采用线性动力稳定性机理作为分析的理论基础，通过调整设计参数，运用代数稳定性判据（Routh-Hurwith稳定性判据）来判别系统是否稳定。图7为双摆防舞器设计简图，主要设计参数为摆重 m_{pi}、摆长 R_{pi} 和摆角 θ_{pi}。

4）扰流防舞器。采用金属（较少采用）或塑料制成的预制干扰线，缠绕在导线上，使得导线与扰流线合成体的各个截面形状彼此不同，改变导线气动特性，达到抑制舞动的效果。这种防舞装置质量轻、易于安装，对导线的负面影响也很小，在覆冰较薄时，防舞效果较好。

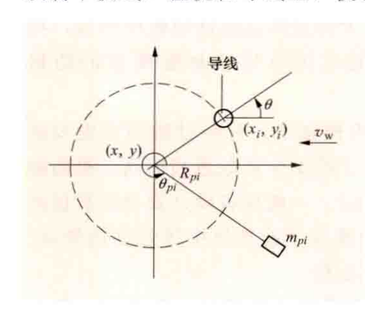


图7　双摆防舞器设计简图

扰流防舞器的主要设计要素包括扰流线材料、扰流线尺寸及扰流线覆盖长度。扰流线的直径直接关系到其扰流效果，是最主要的参数之一，一般应取为导线直径的75%以上。设扰流线的覆盖率为 $R=L_r/l$，一般当 $R=0.25$ 时，防舞效果较好。

5）阻尼防舞器。通过对导线系统附加阻尼质量调谐结构，利用提高导线阻尼特性和增加耗能的原理实现防舞。

6）失谐摆。由加拿大学者O. 尼格尔（O. Nigol）首先提出，与哈佛（Harvard）等人共同研究和发展起来，并在工程实践中取得一定效果的一种防舞装置。失谐摆的设计基于扭振激发机理，通过调整导线扭振固有频率，使之与横向振动的高阶固有频率分离，从而防止其耦合而诱发舞动。失谐摆的设计基本准则为

$$f_t = N f_{V3} \tag{1}$$

式中 f_t 为扭转振动固有频率；N 为安全系数，一般取为1.5；f_{V3} 为横向振动的第三阶固有频率。

7）集中防振锤。在档中适当位置集中布置若干防振锤以抑制舞动的方法。集中防振锤采用的是压重防舞原理，所谓压重防舞就是在导线上配置一定的压重，以提高舞动临界风速，扩大安全运行范围。

输电线路舞动情况　世界范围看，舞动主要发生在高纬度地区，如美国北方、加拿大、日本、俄罗斯、北欧诸国及新西兰等地。中国是舞动发生最频繁的国家之一，舞动涉及各个电压等级的输电线路。舞动在中国分布范围较广，主要分布在北起黑龙江、南至湖南的带状区域内。因为每年的冬季及初春季节（每年的11、12月和次年的1、2、3月），西北方南下的干冷气流和东南方北上的暖湿气流在中国东北部、中部（偏沿海地区）相汇，这些地区极易形成冻雨或雨凇天气使导线覆冰，满足了起舞的基本要素后而发生舞动。

导线次档距振荡　水平排列的分裂导线相邻两个间隔棒之间的次档距中，两根子导线之间所发生的反向低频振荡现象。次档距振荡是分裂导线所特有的一种振荡形式，位移主要以水平方向为主，伴以垂直方向的位移而构成椭圆状的运动，且两根子导线的运动往往是不同步的。次档距振荡经常以单波腹形式出现，其振荡频率为1～3Hz，振幅在导线直径到500mm之间。

次档距振荡的诱因　对于分裂导线，根据流体力学原理，背风侧子导线会受到迎风侧子导线的尾流效应影响。尾流效应会导致背风侧导线受到与迎风侧导线不一样的升阻力作用，而这也正是诱发次档距振荡的主要原因，与覆冰无关。

次档距振荡的影响因素　主要有风的影响、间隔棒的类型和安装位置、分裂导线间距与导线直径的影响等。

（1）风的影响。均匀稳定的风是分裂导线维持次档距振荡的必要条件。次档距振荡发生的风速范围一般在5～20m/s，风向与线路夹角一般在45°以上，且具有一定的均匀持续性。平坦开阔地带，或是近海、近湖泊地区的分裂导线，容易发生剧烈的次档距振荡。

（2）间隔棒的类型和安装位置。分裂导线间隔棒的安装位置决定着次档距长度的大小，而次档距越长，线路在同等条件下发生次档距振荡的概率越大，但是过于密集的间隔棒布置则会造成线路负荷过重并承担更加昂贵的线路建设与维护费用。

（3）分裂导线间距与导线直径的影响。分裂导线间距用字母 a 表示，子导线直径用字母 d 表示，二者之间的比值 a/d 是衡量次档距振荡产生几率的一个重要标准。根据国际大电网会议的数据统计，分裂导线 a/d 的值在15～18之间时，没有发生过严重的次档距振荡，a/d 的值小于10时，分裂导线发生严重次档距振荡的概率大大增加。

次档距振荡的危害　次档距振荡改变了线路的电气参数，增大了线路电晕损失，提高了线路对无线电的干扰水平。但对于现有各电压等级的线路，这些影响较小，尚不构成运行上的突出问题。另外，次档距振荡会造成子导线的互撞和鞭击，使导线线股磨损，而且导致间隔棒线夹处产生很大的动弯应力，从而使间隔棒松动损坏，甚至造成导线断股、短路等故障，威胁导线及金具的运行寿命。

防止次档距振荡的措施　有效防止次档距振荡的措施主要有三种：①增大分裂导线的间距。当 a/d 值大于15～18时，可以有效地减弱或消除次档距振荡的危害，但这需要从线路建设初期便进行设计，对于已建成的老旧线路适用性不大。②减小次档距的长度并进行间隔棒的优化布置，降低次档距振荡的振幅及减小发生振荡的几率，这项措施要使用较多数量的间隔棒。③使用机械特性优良的柔性间隔棒，尤其是在间隔棒内设置阻尼元件的阻尼间隔棒，但对于气候环境相对恶劣的地区而言，仅靠使用阻尼间隔棒来提高线路的防振效果还略显不足。

导线脱冰跳跃　覆冰地区架空导线脱冰时发生的突发性低频率、大幅值的上下跳跃现象。当导线覆冰时，随着覆冰荷载的增加，其张力和弧垂将逐渐增大，获得了相应的弹性能。当气温回升或者受到风力扰动影响，使得导线上大部分或整档的覆冰同时脱落，覆冰时所储有的势能迅速转化为动能，使导线向上弹起，形成几米甚至十几米的大振幅半波，其频率在0.1～3Hz之间。由于空气阻力、线股摩擦力和绝缘子串摆动惯性力等制约，跳跃幅度会迅速衰减，最终达到新条件下的稳定静止状态。脱冰跳跃的持续时间一般只有几分钟，但能量巨大。

脱冰跳跃的运动形式及影响因素　导线脱冰时的跳跃高

度与脱冰量、弧垂、档距、两侧架空线串的悬挂方式以及相邻档导线的张力等因素有关。从现场观测和模拟试验资料中可以得出：①导线脱冰量不仅与覆冰大小有关，而且还取决于覆冰的性质。当覆冰为附着力较强的雨凇、混合凇时，通常只是一段一段掉脱，很难形成大的脱冰跳跃现象。反之，如果覆冰为附着力较弱的雾凇或湿雪时，则较容易出现整档导线同时脱冰而导致导线强烈跳跃。试验资料表明，当脱冰量达到一定程度时，导线的跳跃幅值可以接近最大弧垂的大小。②在同等条件下，跳跃高度与最大弧垂的比值随档距的增大而减小。③在连续档导线的跳跃过程中，由于受到相邻档导线张力的作用而使跳跃幅值增大；同样，由于两侧悬垂绝缘子金具串摆动的影响，即使脱冰量增大，当跳跃幅值达到最大弧垂以后即趋于饱和，不再显著增大。④导线在跳跃时，如果同时有横向风力作用，则在上下垂直运动中还会伴有横向摆动，其摆动的幅值由风力大小决定。⑤导线跳跃运动轨迹的范围，过去一直沿用“李沙育椭圆形”来决定，20 世纪 60 年代日本耐冰雪委员会曾组织了较系统的研究，最后将脱冰雪导线的运动范围归结为两个组合在一起正、倒的三角形，如图 8 所示。图 8 中三角形高 Δd 为导线最大跳跃高度；AB 底宽 X 为导线覆冰（雪）时因风吹摆动的距离 x_w 与无冰雪时横摆距离 x_{w0} 两者之差的 2 倍。CD 宽 S 为导线在跳跃过程中，因出现无应力状况而不规则自行摆动偏移距离 x_s 的 2 倍。所以，导线脱冰雪后跳跃运动范围可以 ABCD 组合的四边形来概括。

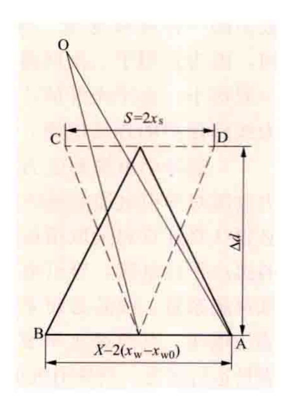


图 8　脱冰雪导线的运动范围示意图

脱冰跳跃的危害　脱冰跳跃是导致重冰地区输电线路导线与架空地线以及导线间接近而导致闪络故障的主要原因之一。此外，由于脱冰跳跃时导线张力会发生瞬时剧烈变化，严重时会导致杆塔横担损坏甚至倒塔破坏。增大上下导线间的垂直和水平距离或采用相间间隔棒，能较有效地防止脱冰跳跃电气及机械故障的发生。

daoxian huanwei

导线换位　(conductor transposition of overhead transmission line)　为减少电力系统在正常运行情况下电流和电压的不对称性，变换交流输电线路三相导线的空间位置。交流架空输电线路的三相导线在空间的排列位置是不对称的，特别是三相导线呈水平排列的线路，不对称程度更大。由于三相导线在空间的位置不对称，导致各相导线的电容和电感值不同，即各相的阻抗和导纳不相等，这就引起了负序和零序电流。过大的负序电流会引起电力系统内电机的过热。而零序电流超过一定数值时，在中性点不接地系统中，有可能引起灵敏度较高的接地继电器的误动作。输电线路的电流和电压的不对称，也可能对电信线路产生干扰影响（见输电线路对电信线路的干扰影响）。输电线路导线换位的结果，是使在一条线路上各相导线处在某一空间位置的长度分布尽量接近，这样各相参数的差异就会缩小，电流和电压的不对称性也能够控制在一定限度之内。经过位置变换三相导线又恢复到原来的相序排列，称为一个换位整循环。换位循环的典型布置如图 1 和图 2 所示，其中图 1 为一条线路进行一个换位整循环，图 2 为一条线路进行两个换位整循环。进行几次整循环换位视线路的长度而定。

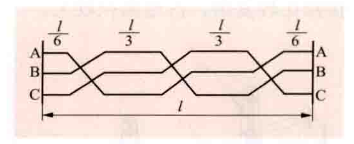


图 1　一个换位整循环布置
l—线路的长度

换位方式　根据线路在换位处所使用的杆塔型式不同，导线换位通常有直线换位、耐张换位、悬空换位、附加旁路跳线架换位四种方式。

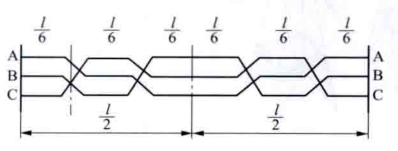


图 2　两个换位整循环布置
l—线路的长度

直线换位　利用导线呈三角排列的直线型杆塔进行滚式换位。如图 3 所示，这种换位方式采用常规直线型杆塔，节省投资，施工安装和运行维护检修均比较简便，但导线在档距中因换位而出现交叉。在覆冰严重地区为了避免不同相导线因覆冰不平衡造成闪络，不宜采用这种方式。

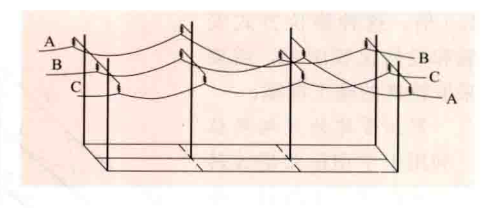


图 3　直线换位

耐张换位　利用特殊设计的耐张型杆塔，通过跳线交叉换接，完成三相导线的位置变换。如图 4、图 5 所示，这种换位在杆塔上实现，可以避免导线在档距中交叉。但杆塔上绝缘子串增多，跳线布置比较复杂，施工安装和运行检修不如直线换位简便，间隙验算也比较复杂。

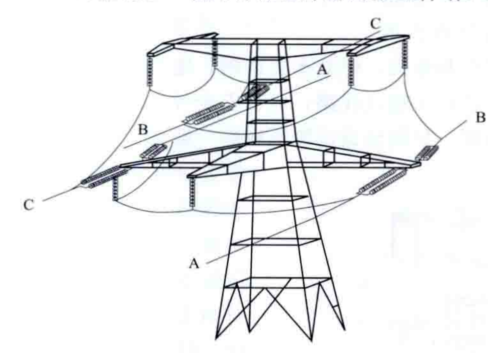


图 4　单回路耐张换位

三柱式耐张换位是利用三个独立的耐张塔，通过跳线的换接，完成三相导线换位，如图 6 所示，适用于同塔双回输电线路。这种换位可以避免导线在档距中交叉，跳线间隙易于满足，但施工安装和运行

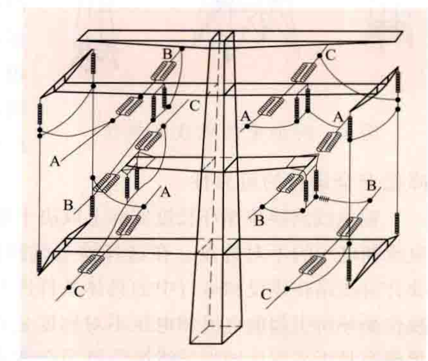


图 5　双回路耐张换位

检修比较复杂，占地面积较大。

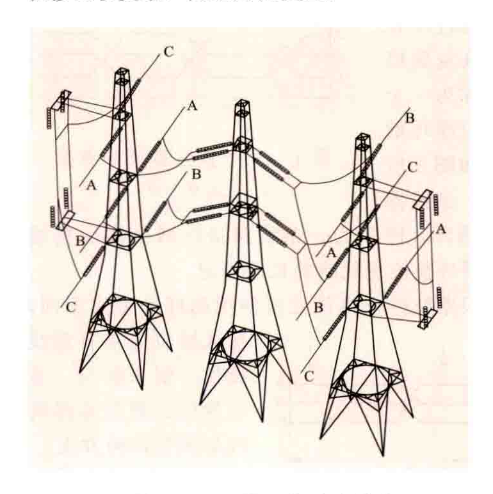


图 6　双回路三柱耐张换位

悬空换位　这种换位方式不需要特殊设计杆塔，如图 7 所示。利用一基常规的耐张型杆塔，在每相导线上另外再单独串接一组绝缘子串，并通过两根短跳线和一根长跳线直接进行交叉跳接来完成。导线在档距中不交叉，跳线的位置也比较清晰。关键是合理选择好该单独串接绝缘子串的绝缘强度，因为它承受的是线路的线电压，根据运行经验应为一般相对地绝缘强度的 1.3～1.5 倍。这种换位方式安装和检修比较困难，需要采取特殊的施工措施。

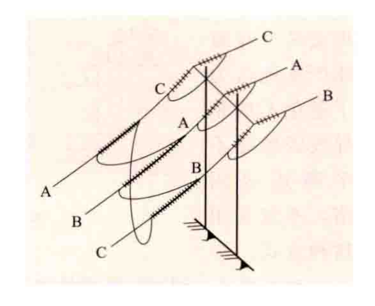


图 7　悬空换位

附加旁路跳线架换位　利用干字型耐张塔或转角塔并在其近旁附设一组小型架构，架一小段旁路导线转接跳线，通过跳线换接进行导线换位。如图 8 所示，这种换位方式虽然增加了旁路导线和架构，但其布置清晰，施工安装并不困难，特别适用于超高压输电线路，运行安全可靠。

换位循环长度　早期建设的输电线路一般都认为导线换位应尽可能多些，以使线路参数更加对称均衡，减少电流和电压的不对称性，避免对电信线路产生干扰。但是设计计算分析和运行实践经验表明，换位是输电线路的薄弱环节，换位过多不但增加线路建设投资和运行维护费用，而且会削弱线路的电气和机械强度，降低安全运行的可靠性。

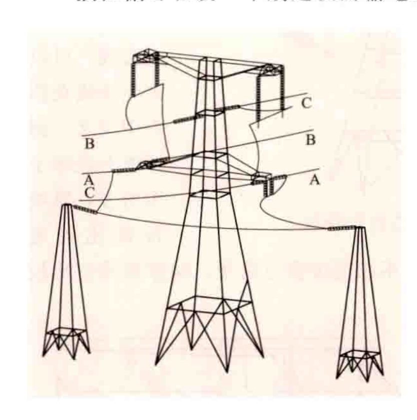


图 8　附加旁路跳线架换位

输电线路换位循环长度实际上取决于电力系统内所容许的电流和电压的不对称度。在选择输电线路换位循环的长度时，要针对线路在建设和运行中的具体条件进行计算，以估计延长换位循环所引起的电流和电压不对称度是否超过容许值，同时要研究是否采取比增加导线换位更为合理的其他消除不对称的措施。换位循环长度的选择应从电力系统的整体考虑，并为系统发展留有适当余地，不能单纯地仅仅计算某一条线路的局部情况。对于长线路，由于具有很大的电容电流，每个换位距离中各相参数和相间参数的差别比较大，所引起的电流和电压的不对称是经常起作用的。一般线路长度在 100km 以下可以不进行导线换位；换位循环长度一般不大于 200km，一个变电站某级电压的每回出线虽小于 100km，但其总长度超过 200km，可以采用换位或变换各回输电线路的相序排列的措施来平衡不对称电流。另外，对于中性点非直接接地的电力系统，为降低中性点长期运行中的电位，可以采用换位或变换各回输电线路相序排列的方法平衡不对称电容电流。

daoyin dianlan

导引电缆

(pilot cable)　电力系统继电保护装置中采用纵差保护装置的连接电缆，也是在电力电缆线路中使用较多的一种辅助电缆。导引电缆的结构和电力电缆基本相同，因为它用于二次回路，并不输送电力负荷，因此其直径一般很小。由于光纤的广泛应用，新建工程都采用了光纤作为线路保护的连接电缆，因此导引电缆已被光纤所取代。

一般导引电缆和电力电缆为同一路径平行敷设，因此电力电缆对导引电缆的感应干扰电压较大，在设计电缆线路时，必须认真计算和采取措施，降低感应电压。为降低导引电缆的感应干扰电压，导引电缆结构上要有良好的电磁屏蔽，降低屏蔽系数，线芯必须采用二芯对绞，以降低二芯间的横向感应电压。其绝缘水平要高于一般的电缆线路控制电缆，以满足运行需要。当导引电缆引入到发电厂或变电站内时，为了使导引电缆和厂区控制室内的交直流回路不再有直接的电联系，以防止过电压侵入，还需采取保护和隔离措施，如加装电源隔离变压器及高压继电器（5kV 级），或采取安装中和电抗器、放电器、排流电抗器等。

dipin diancichang shengwu xiaoying

低频电磁场生物效应

(biological effect of low frequency electromagnetic field exposures)　低频（0Hz 以上到 100kHz 频率范围内）电磁场曝露引起生物系统内某种可注意到或可检测到的生理变化。生物效应不同于健康危险(adverse health effect 或 health hazard)：当电磁场曝露引起生物系统内某种可注意到或可检测到的生理变化时，一种生物效应就发生了；而当生物效应超出了生物体正常的补偿范围时，就可能产生健康后果，并对健康或良好的身体状态造成损害。生物效应可通过人体直接感受、动物实验、实验室细胞研究、临床研究以及流行病学研究等渠道反映出来。

生物效应并不都是有害的，在一定剂量下甚至是有益的（例如日光紫外线对人体的生物效应）。因此，限制电磁场曝露的标准及其限值不应以避免生物效应为目标来制定，标准限值只应为防止所有已确定的有害健康影响提供保护。

不同频率电磁场的生物效应是不同的。它取决于电磁源的频率（波长）及其能量的大小。低频电场与低频磁场（可统称为低频电磁场）已确认的主要生物效应是体内感应电场与电流对神经与肌肉组织的刺激；此外还包括人处在低频电场中与带有不同电位的物体（如低频电场中的金属）发生物理接触时产生流过人体的接触电流以及当人与物体间的电位差足够大时，在实际接触物体前的瞬间产生具有痛感的火花

放电现象，中国输变电技术中通常把这种具有痛感的火花放电现象称为暂态电击。

低频电磁场的生物效应（按作用物理因素）可分为电场生物效应与磁场生物效应。按电磁场曝露生物效应的显现时间来区分，电磁场生物效应又可分为长期效应与短期效应。长期效应（long-term effect）是指电磁场曝露后长时间才能显现的生物效应。短期效应（short-term effect）是指曝露中或曝露后短期内即出现的生物效应。

针对公众对电磁场健康影响的关注，世界卫生组织（WHO）自1996年开始，以各国迄今积累的大量研究成果为基础，组织开展了全球性的针对电磁场曝露健康影响的“国际电磁场计划”全面风险评估项目。至2007年，WHO针对100kHz以下低频电场与低频磁场健康影响的风险评估已正式完成。在WHO官方文件《电磁场和公众健康：极低频场曝露（Fact sheet No. 322)》中，WHO工作组对低频电场和低频磁场的长期与短期效应（影响）分别作出了明确结论。

低频电场生物效应 WHO国际电磁场计划工作组对低频电场潜在的长期效应与短期效应得出评估结论如下。

潜在的长期效应 在“国际电磁场计划”历时10年的评估中，WHO全面复核了极低频电场（及磁场）与神经行为、神经内分泌系统、神经变性疾病、心血管疾病、免疫及血液病、生育和生长以及癌症等疾病间关联的现有科学研究文献。运用证据强度与证据权重的评估准则，对人类流行病学研究、实验动物（体内）研究、实验室细胞（体外）研究以及病理学研究等结果进行了全面评估。最终得出了“对于公众通常遇到的低频电场水平，不存在实际健康问题”的评估结论。其确切含义是：根据权威的健康风险评估结果，在低频电场长期健康影响以及健康后果方面不存在重要怀疑或争议。

短期效应 低频电场对人体的短期效应包括直接效应与间接效应。

（1）直接效应。电场通过耦合在人体内感应出电场或电流的现象。处在电场中的人体表面可视为良导体。电场不会穿透人体，但在电场中人体表面会感应有一定数量的电荷，相对集中于人体头、肩部表面。这就在人体形成由头到脚的电位差，进而在人体内部感应出电场及相应的电流。国际权威机构的人体电场耦合研究结果证实，体内感应电场通常比外部电场小5～6个数量级。例如，人站立在10kV/m的电场中，由于表面电场的畸变，体表平均电场为27kV/m，而体内感应电场约为0.008V/m（在躯干中）和0.45V/m（在踝部）。

在远超过标准限值的外部高电场中，体内感应出的电场或电流较大时，可能会对神经和肌肉等敏感组织造成有害刺激。从防止体内感应电流对神经和肌肉等敏感组织造成有害刺激出发，国际标准对50Hz工频电场，对公众规定了5kV/m的曝露限值，对职业人群则规定了10kV/m的曝露限值。这两个数值都考虑了最不利的曝露条件，并已包含了足够的安全系数。

（2）间接效应。电场的间接效应来自人与电场中带有不同电位的物体（如场中的金属物）物理接触时发生的电荷转移，从而产生流过人体的接触电流。接触电流超过一定数值，会导致肌肉和/或末梢神经刺激。随着电流的增强，这种现象的程度可以从产生感觉、导致疼痛到无法松开物体。当人与物体间的电位差足够大时，在实际接触物体前的瞬间会产生具有痛感的火花放电现象。电场间接效应的阈值与频率有关，最低阈值出现在10～100Hz的频率范围内（电力频率即在此区间）。

事实上，国际标准取5kV/m的环境电场强度作为公众曝露限值，除了考虑避免体内有害影响外，其更实际的意图是使在感应电场中直立的人碰摸到接地的金属物体时，避免产生厌恶的或痛苦的接触电流或火花放电刺激。但是，公众电场曝露限值不可能完全防止人体在电场中触摸到大型金属物（如大型汽车、未良好接地的长栏杆等）时感受的火花放电刺激。该问题在超高压电力线路下方（弧垂较低处）可能出现。

低频磁场生物效应 WHO国际电磁场计划工作组对低频磁场潜在的长期效应与短期效应（影响）得出评估结论如下。

潜在的长期效应 低频磁场曝露长期风险的科学研究多集中在儿童期白血病上。WHO总体权衡后认为，与儿童期白血病有关的证据不足以认定为存在因果关系。有鉴于此，WHO认可的两个国际曝露标准制定机构即国际非电离辐射防护委员会（ICNIRP）和电气与电子工程师协会/国际电磁安全委员会（IEEE/ICES）一致认为，当前关于低水平低频磁场长期曝露健康影响可能性的科学证据，不足以证明需要降低这些量化的曝露限值。

WHO工作组评估结论还指出，大量其他与低频磁场曝露可能有关的有害健康影响研究，包括其他儿童癌症、成人癌症、忧郁症、自杀、心血管紊乱、不育、发育障碍、免疫系统变异、神经生物影响和神经退变性疾病的研究都表明，支持磁场曝露和所有这些健康影响有关系的科学证据，都比儿童期白血病的更弱得多。一些研究证据显示，低频磁场不会引起诸如心血管疾病和乳癌等这些疾病。

短期效应 与低频电场相似，低频磁场对人体的短期效应同样是体内感应电场或电流对神经和肌肉等敏感组织造成的刺激，差别仅在于磁场与人体的耦合方式不同。低频磁场曝露对神经系统的急性影响已被良好确认，即对神经和肌肉组织的直接刺激以及引发视网膜光幻视的可能。也有间接科学证据显示，诸如视觉过程和运动协调性等脑功能可能受感应电场短暂的影响。所有这些影响都有阈值（低于阈值就不会发生），只要符合标准限值，这些影响就可以避免。WHO推荐的国际标准（ICNIRP 1998；IEEE/ICES 2002）以及中国现行环境评价标准规定的低频磁场公众曝露安全限值均为100μT。该限值考虑了与磁场耦合的最不利曝露条件，并已包含了足够的安全系数。

值得注意的是，其中国际非电离辐射防护委员会（ICNIRP）新发布的《限制时变电场和磁场（1Hz到100kHz）曝露导则》2010版，在采纳了最新的研究成果和采用了更先进的基于解剖学和电学改良的体内高分辨率非均质磁场数值计算模型后，已将低频磁场公众曝露安全限值确定为200μT。考虑到计量学数据的不确定性以及人体参数的影响，ICNIRP在提出新限值时同样采取了保守的处理，并赋予了足够的安全因子。

参考书目

世界卫生组织. 建立有关电磁场风险的对话. 杨新村，等译. 北京：中国电力出版社，2009.

世界卫生组织. WHO国际电磁场计划的评估结论与建议. 杨新村，等译. 北京：中国电力出版社，2008.

diwen youzu dianlan

低温有阻电缆 （cryo-resistive cable） 利用深冷技术使电缆导体在极低温度（约80K，即−197℃）下运行从而大大降低导体电阻的电缆。低温有阻电缆常用的制冷介质为液氮，其价格低廉且安全可靠。低温有阻电缆适用于高电压大容量的传输，但尚无定型结构，其主要原因是制冷系统的稳定性与可靠性难以达到要求。

低温有阻电缆有单芯的和三芯的两种。单芯的结构简单，易于安装，但成本贵，而且电缆保护管感应电压较高。三芯的结构复杂，但可节省投资且占地面积小。低温有阻电缆的导体结构有柔软的和硬性的两种。软导体是由非金属空心管和围绕在管子表面的铝绞线组成，其缆芯绝缘一般由低温介质浸渍的绝缘带包绕而成，并在绝缘表面包一层屏蔽层，然后装入一个由铝和不锈钢制成的内管中。硬导体一般由铜管制成，用绝缘支撑板固定在各芯单独的电磁屏蔽管内，然后再装入一个内管中。内管外面有外保护管，内管与保护管之间填有隔热材料。低温介质可以流过缆芯导体的中心孔以及缆芯与屏蔽管之间的空隙部分，然后经电缆外面的回流管返回到制冷装置。

diqu biandianzhan

地区变电站 （district substation） 向一个地区或大、中城市供电的变电站。它通常从110～220kV的电力网受电，降压至6～35kV后向电力负荷供电。地区变电站以受电为主，有些地区变电站就是终端变电站，因此高压电气主接线要尽量采用断路器较少的简易接线，例如桥形接线、单母线分段接线或双母线接线，低压电气主接线通常采用单母线分段接线。为提高供电可靠性，当本地区内有若干变电站时，可以采用正常时分区供电、事故时互为备用的方式。

地区变电站靠近负荷中心，在负荷密集和供电可靠性要求较高的大、中城市中，当通信干扰和环境保护符合要求时，采用110～220kV高压直接深入市区的供电方式。当出现电力负荷较大的用户或有特殊要求的用户时，则从地区变电站引出专用线路向其供电，或另设专用变电站。

地区变电站要求有两个电源向它供电，这两个电源通常从区域变电站和地区发电厂引接，也可以从同一电源的不同母线段上引接。地区变电站内通常装设两台变压器，为避免事故时造成大面积停电，单台变压器的容量不能太大。地区变电站在运行初期只有一回电源线路和一台变压器时，则其低压侧需有联络线与本站以外的电源连接，这样当变压器停止运行时，可以由联络线继续向变电站的主要负荷供电。

为了保持运行电压水平，根据电力网调相调压计算，在地区变电站内可以采用有载调压变压器，也可以装设并联电容器。

dixia biandianzhan

地下变电站 （underground substation） 将主变压器、高压配电装置和主控制室等主要设施布置在地下的变电站。随着城市电网的发展，110、220kV及500kV高电压等级深入到城市内部，这些新建的110、220kV及500kV城市变电站的占地面积比35kV的城市变电站大得多，在城市中获得合适的变电站建设场地比较困难。此外，随着现代大城市的发展，地下铁路交通事业和宾馆、大型建筑物的发展也很迅速。考虑到输变电设施和城市建设规划相协调的问题，建设地下变电站是解决这些问题的有效措施。地下变电站通常有三种类型：①城市电网的高压地下变电站。②向地下铁道牵引供电的地下牵引变电站。③向宾馆、体育场、写字楼等大型建筑物供电的专用地下用户变电站。

地下变电站的建设费用高于地上变电站，应采用紧凑化、分隔式布置，尽量减少土石方开挖工程量。地下变电站在防火、防潮、通风、防噪声、值班人员紧急出口的设置以及设备安装运输等方面都有特殊的要求。为保证地下变电站安全运行，通常需要选择小型化、无油化电气设备，例如气体绝缘金属封闭开关设备；采用阻燃型材料，例如高压及低压阻燃电缆；设置火灾自动探测报警及防火系统；采用集中式大型通风装置等措施。

紧凑化、分隔式布置 为了压缩地下变电站的空间尺寸，除了选用紧凑型高压电气设备以外，在变电站总体布置上还采取紧凑化、分隔式的总布置设计方案。将变电站的同类型高压电气设备集中在一起，各种设备分隔布置在独立的小室内，例如主变压器室、气体绝缘金属封闭开关设备室、并联电抗器室、并联电容器室等，布置紧凑，对防火有利。通常10～35kV地下变电站因接线简单，电气设备数量少，上述高压电气设备小室布置在同一层；而220kV和500kV地下变电站因接线复杂，电气设备数量较多，都采用2～3层布置方案。

变压器选型 为了满足地下变电站消防安全的特殊要求，在主变压器选型上首先应考虑设备无油化的适应性。如：①地下变电站的主变压器为10kV电压等级，通常选用环氧树脂浇注的干式变压器。②35kV及110kV电压等级通常采用自冷型油浸绝缘变压器，近年中国已有选用六氟化硫气体绝缘电力变压器的变电站实例。③220kV及以上电压等级主变压器受到设备制造条件的限制，虽然采用油浸绝缘变压器，但是其冷却介质通常采用水冷却方式。水介质不会着火，而且散热冷却效率高，可以压缩主变压器体积。水冷变压器通常采用油-水及水-空气热交换器进行散热，热交换器中的油压高于水压，以防止水渗入油中。为减少地下的占地空间，通常将用于冷却水介质的空气散热器布置在地面上，通过水管道将地上空气散热器与地下油水冷却器相连接。在水冷变压器的冷却散热系统中，按变压器的运行温度、水冷却介质的进出口温度以及外部环境的空气温度进行分级自动控制，并设置相应的报警信号系统。（见变压器冷却）

有的工程还采取在大型充油主变压器本体外面设置密封钢罩的防火措施，在主变压器本体与密封钢罩之间充满二氧

化碳气体，以防止变压器火灾事故的蔓延。

为了满足地下变电站对噪声的要求，地下变电站应选用低噪声变压器。有的工程还在主变压器室内周围设置防音墙，吸收主变压器产生的噪声，限制地下变电站的噪声水平，为变电站运行人员提供良好的工作环境。（见变电站可听噪声）

气体绝缘金属封闭开关设备　地下变电站的110、220、500kV三级电压的配电装置通常都采用布置紧凑、占地及空间都很小的气体绝缘金属封闭开关设备。六氟化硫绝缘气体充满了整套高压电气设备的内部，其断路器也采用六氟化硫气体作为灭弧介质，满足了变电站设备无油化的防火要求。同样地下变电站的10、35kV二级电压的配电装置通常都采用气体绝缘金属封闭开关柜、配真空或六氟化硫手车式断路器。有的工程还采用性能更好的六氟化硫气体绝缘金属封闭开关柜。

高压交联聚乙烯电缆　为了满足防火的要求，地下变电站10～220kV的电力电缆通常都采用交联聚乙烯电缆，取代常规的油浸纸绝缘电缆和充油电缆。它具有载流量大、敷设简单、运行检修方便等许多优点。此外，地下变电站的二次回路控制电缆通常也采用阻燃电缆或耐火电缆。

火灾自动探测报警及灭火系统　地下变电站需要设置可靠的火灾自动探测报警系统和自动灭火系统。火灾自动探测报警系统具有多种功能：①自动探测保护区的火情。②自动巡检火灾探测系统是否处于完好的工作状态。③发出着火报警信号及通信功能。它由火灾探测器和火灾报警盘两部分组成。火灾探测器有离子感烟探测器和感温电缆两大类，按不同的电气设备进行配置，通常在地下主变压器周围设置感温电缆；在高压配电装置室、主控制室、电容器室设置离子感烟探测器。火灾报警盘是有一定数量探测点、易读的图文显示界面，通常由24V直流系统供电。着火时，在报警盘上将显示着火位置，发出声响及闪光；当巡检探测系统处于工作状态时，如果探测器或线路发生故障，也会在报警盘上显示故障位置，并发出另一种声响。火灾报警盘设在有人值班的主控制室内。

地下变电站自动灭火系统通常是在主变压器室、110～220kV气体绝缘金属封闭开关设备室、电容器室和10kV高压开关柜室内设置自动水喷雾灭火装置，由上述火灾探测器对火灾进行自动监测，着火时，将自动起动水喷雾灭火装置，扑灭火灾。

通风系统　地下变电站需要不断地供给干燥、新鲜的空气，并且排出其内部潮湿的空气热量。因此通常都设置集中式的大型通风装置，并配有可靠的控制系统，以满足防潮、通风的特殊要求。

dianbo anshi

电波暗室　(anechoic chamber)　内表面装有电磁波吸收材料以减少其反射作用的金属屏蔽室。在30MHz～1GHz（可扩展到18GHz）频率范围内，它被主要用于对电子设备进行辐射电磁场抗扰度试验和辐射电磁场发射测量（见电磁骚扰测量）。电波暗室应具有合适的尺寸，以保持在相对于被试设备（EUT）的足够空间内形成均匀场。电波暗室适合小型和大型电子设备的辐射电磁场抗扰度试验和辐射电磁场发射测量。

基本结构　在金属屏蔽室内表面（墙壁、天花板和地面）装有电磁波吸收材料，以吸收辐射到这些面上的电磁能量，阻止电磁波在室内的反射。电磁波吸收材料通常是碳粉浸润过的聚氨酯泡沫或聚苯乙烯泡沫制成的角、锥形或楔形材料或铁氧体片。为了便于放置被试设备、天线及其他测试设备，电波暗室一般设计一个与周边具有良好电接触的屏蔽门。金属屏蔽室隔离了室内外的电磁环境，从而保证外部的电磁环境不影响室内的测量，同时电磁场被限制在室内而不对室外产生影响。与横电磁波室（TEM小室）、吉赫兹横电磁波室（GTEM室）或电磁混响室相比，电波暗室的造价相对较高，随着尺寸的加大，它的造价急剧增加。

分类　电波暗室一般分为全电波暗室和半电波暗室。全电波暗室是内表面全部装有电磁波吸收材料的屏蔽室，以满足对被试设备进行辐射电磁场抗扰度试验的要求；半电波暗室是除地面以外均装有电磁波吸收材料的屏蔽室，以模拟在开阔测试场对被试设备进行辐射电磁场发射测量时考虑地面反射作用的情况。为解决同一电波暗室既可进行辐射电磁场抗扰度试验，又可进行辐射电磁场发射测量的共用问题，一般采用改进的半电波暗室，也就是在半电波暗室的地面上，铺设可移动的电磁波吸收材料，以满足两种测试的不同要求。电波暗室如果按天线到被试设备的水平距离d分类，又可分为1m法、3m法和10m法电波暗室（见图）。一般而言，1m法用于印刷电路板、电路模块、小型电子设备的试验；3m法用于中小型成套电子设备的试验；10m法用于大型成套电子设备的试验。



10m法电波暗室

附属设备　电波暗室的附属设备包括能够覆盖规定频率范围以及扫频功能并能被1kHz的正弦波进行80%幅度调制的信号发生器，放大信号（未调制和已调制）并提供天线输出达到规定场强水平的功率放大器，能够满足频率范围的双锥形、对数周期或能满足频率范围的其他线性极化天线系统，能够记录分析需要场强对应的功率水平和控制试验水平的有关设备。此外，一般还配备能使天线在一定高度范围内升降的桅杆，放置被试设备并能在360°范围内顺时针或逆时针方向转动的转台，测量电磁波强度的场强探头和监视被试设备的监视系统，以及经过电源滤波器处理后的配电和照明系统。

系统性能　电波暗室的系统性能有工作空间、屏蔽效能、场均匀度和场衰减。如3m法电波暗室，工作空间为长8.5m、宽6.0m、高5.7m；屏蔽效能在10kHz～18GHz频率范围内可达到100dB；场均匀度在26MHz～18GHz频率范围内，在转台中心规定的平面内有75%以上区域的场强在正常值的0～6dB以内；场衰减在30MHz～18GHz频率范围对归一化场衰减控制在±4dB范围内，最大工作场强达200V/m。

diancì huanjing yu dianci jianrong

电磁环境与电磁兼容 (electromagnetic environment and electromagnetic compatibility) 见输变电工程电磁环境、电力系统电磁兼容。

dianci hunxiangshi

电磁混响室 (electromagnetic reverberation chamber)

在电大尺寸金属屏蔽室中，借助金属搅拌器形成空间统计均匀、各向同性、随机极化的电磁场分布，实现对电子设备电磁发射和敏感性测试的试验系统。电磁混响室由屏蔽室、一个或多个搅拌器以及电磁波产生与测量系统组成。屏蔽室是具有高品质因数的谐振腔，如果没有搅拌器，其内部电磁场呈驻波分布，无法产生均匀的电磁场分布。搅拌器由多块大的、按照不同角度安装的金属反射板组成，由步进电机带动不停地旋转，使电磁波在屏蔽室内部四壁、天花板和地面以不同角度随机入射和反射，在屏蔽室内部形成空间统计均匀、各向同性、随机极化的电磁场分布。电磁混响室结构示意图如图1所示。

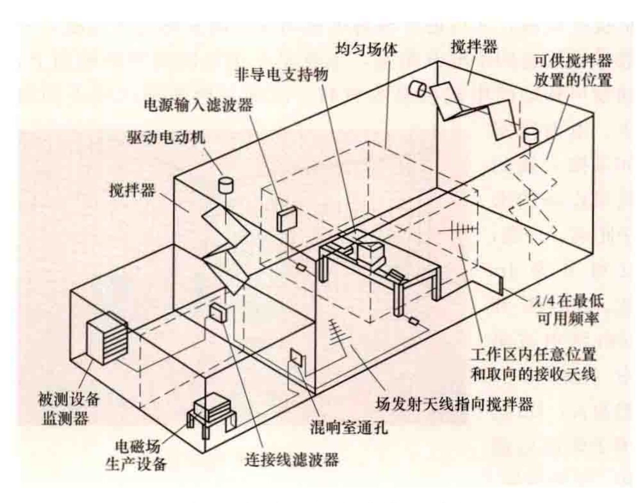


图1 电磁混响室结构示意图

电磁混响室（见图2）可以用于电子设备电磁辐射的发射测试、射频电磁场辐射抗扰度试验和屏蔽效能的测试。主要特点有：①不必像电波暗室那样使用昂贵的吸波材料，造价低廉，消除了吸波材料点燃的潜在危险；②使用较小的电磁能量即可产生电场强度高于200V/m且其均匀性可很好控制的电磁场；③工作区域大，对被测设备尺寸和测试位置限制小；④测试时间短，被测设备不需要转动，天线不需要换极化方向；⑤发射测试可以测量被测设备电磁辐射的全部功率；⑥抗扰度试验可以对被测设备施加所有方向和极化的电磁场。



图2 电磁混响室（崔翔 提供）

基本结构 与电波暗室不同，电磁混响室的屏蔽室内壁一般用镀锌钢板或铝板制作，没有吸波材料，不仅实现了对屏蔽室内外电磁场的双向屏蔽，同时也降低了对信号源功率的要求，仅使用中等功率水平的功率放大器就可以产生电场强度很高的电磁场分布。搅拌器对工作区域内电磁场的均匀性有着很大的影响。对机械搅拌器而言，任一边的尺寸至少为最低工作频率波长的1/4，总尺寸相对于混响室的尺寸应该尽可能大，并至少为混响室最小尺寸的3/4。

主要附属设备包括：①场发射天线应该采用能够满足测量频率和功率要求的对数周期天线；②场基准天线采用能够满足测量频率要求的对数周期天线或其他极化匹配天线；③各向同性电场监测探头；④电场监测天线；⑤电源滤波器和信号滤波器；⑥射频信号源；⑦功率放大器等。

工作频率 下限测试频率取决于屏蔽室的尺寸、形状、品质因数和搅拌器的尺寸、效率。根据国际电工委员会IEC 61000-4-21等标准要求，在最低工作频率工作时，当混响室中至少容纳100个模式的电磁波或工作频率至少是最低谐振频率的3～5倍时，混响室内某一点电场强度的统计平均值才是稳定的，混响室内的电磁场分布才满足均匀性要求。

主要性能参数 模数N和品质因数Q。混响室模数越高，其内部电磁场分布均匀性与各向一致性越好。对于内部空间为长度（l）×宽度（w）×高度（h）的混响室而言，当$32\pi lwh(f/c)^3/3 \gg 1$且频率较低时，混响室工作在少模状态，其模数近似为

$$N = \frac{4\pi}{3}\frac{8lwhf^3}{c^3} + (l+w+h)\frac{f}{c} + \frac{1}{2} \tag{1}$$

式中c为真空中的光速；f为工作频率。当频率很高时，混响室工作在多模状态，其模式数近似为

$$N = 8\pi\frac{lwhf^3}{Qc^3} \tag{2}$$

式中Q为混响室的品质因数，其定义为

$$Q = 2\pi f\frac{W_s}{P_l} \tag{3}$$

式中W_s为混响室存储的电磁能量；P_l为混响室的平均电磁损耗功率。

矩形混响室的谐振频率 在内部空间长度（l）×宽度（w）×高度（h）一定的混响室，对于一个特定工作频率f，可以有多种谐振模式$f_{mnp}<f$的电磁驻波共存，其谐振频率为

$$f_{mnp} = \frac{c}{2}\sqrt{\left(\frac{m}{l}\right)^2 + \left(\frac{n}{w}\right)^2 + \left(\frac{p}{h}\right)^2} \tag{4}$$

式中m、n、p为非负整数（三个非负整数中至多有一个可以为零）。对于同一谐振频率，既可以是在波的传播方向上仅有磁场分量没有电场分量的横电（TE）模式的电磁驻波，也可以是在波的传播方向上仅有电场分量没有磁场分量的横磁（TM）模式的电磁驻波。

diancijianrong shiyanshi

电磁兼容实验室 (electromagnetic compatibility at laboratory) 拥有专用设备能进行电磁兼容性问题试验和研究的设施。设备的专用性体现在它们需要符合电磁兼

容国际标准的性能要求，当实验室的场所和设施用于专门的电磁兼容试验时，也需要符合相应标准的要求。

地位和作用 电磁兼容是研究在给定的电磁环境中电磁骚扰源和电磁敏感对象之间相互关联和相互制约的一门学科，它的内涵是：设备或系统在其所处的电磁环境中能正常工作，且不对该环境中任何有生命和无生命的物质构成不能承受的电磁骚扰的能力。新技术的发展和广泛应用从两方面增加了电磁兼容问题的重要性和迫切性：①电力工业发展，采用更高的输电电压等级，实现更大范围的供电，随之出现更强、更大范围的电磁骚扰源。②微电子技术发展，对电磁骚扰极为敏感的微电子器件和设备的广泛应用，使受干扰引起的问题更为突出。对电力部门而言，电力系统本身即是一个强大的电磁骚扰源，由于电力系统的安全稳定运行又受到电力系统中的保护、控制、计量、通信等二次系统的影响和制约，这些二次系统设备中越来越多地采用微电子技术，而且有些设备甚至就处在由一次系统构成的强电磁环境中，因此，现代化的电力系统同时也是一个易受电磁干扰的敏感者，面临着更为突出的电磁兼容问题。由于电磁兼容问题对安全的极端重要性，又由于影响设备抗扰性的因素众多，且难以预知，许多问题只有通过试验才能确定，因此电磁兼容实验室无论是在学科技术发展方面，还是在解决工程实际问题方面，都具有无可替代的作用。（见电磁环境与电磁兼容）

试验项目 主要有电磁发射试验（电磁骚扰测量）和电磁抗扰度试验两大类。

电磁发射试验 测量电气或电子设备工作时通过传导及辐射向外发射的电磁骚扰，包括骚扰电压测量、骚扰电流测量、骚扰场强测量等。目的是考核产品的电磁发射是否低于标准规定的限值，研究骚扰源的性质、特征、产生机理、传播方式和抑制措施等。对电力部门而言，除了在实验室环境内对单独设备或局部系统进行测量外，有时还需要利用实验室的专用设备在现场进行测量，包括测量输电线路附近和变电站内在正常、操作、故障等各种运行条件下的电磁环境。

电磁抗扰度试验 依据产品在投入运行后所处的电磁环境，将规定特性的电磁骚扰量施加于被试品，目的是考核产品的电磁抗扰度是否满足标准规定的要求和研究抗干扰措施的效果等。这类试验包括：传导干扰抗扰度试验（现行 IEC 标准规定有振荡波抗扰度试验、浪涌抗扰度试验、电快速瞬变脉冲群抗扰度试验、射频场感应的传导骚扰抗扰度试验等）、辐射干扰抗扰度试验（现行 IEC 标准规定有工频磁场抗扰度试验、脉冲磁场抗扰度试验、阻尼振荡磁场抗扰度试验），以及电源回路内的低频骚扰抗扰度试验。

试验设备及设施 典型的电磁兼容实验室需具备具有规定特性的试验环境和一批用于模拟典型电磁骚扰的专用试验信号源及相应的测量设备。涉及辐射场的试验需在除被试设备外，完全没有其他电磁骚扰的环境内进行。试验设备需能模拟实际上可能遇到的最严重情况。主要有电波暗室、屏蔽室、通用电磁兼容实验室。

电波暗室 主要用于辐射电磁场发射测量（见电磁骚扰测量）和辐射电磁场抗扰度试验。基本结构是一个内表面贴有吸收电磁波材料的屏蔽室。尺寸大体上可由天线到被试品的距离确定，通常有 1m 法、3m 法和 10m 法。

屏蔽室 用金属材料构成的六面体，它能隔离室内外的电磁场，以免相互影响。主要用于射频传导发射测量和射频传导抗扰度试验。射频传导发射测量是测量设备工作时通过导线向外发出的射频骚扰电压/电流，射频传导抗扰度试验是考核设备本身的抗扰度。设备的外引导线（例如电源线、信号线等）受辐射电磁场感应而出现骚扰电压，此骚扰电压又经这些导线传导进入设备而影响设备正常工作。主要试验设备有：线路阻抗稳定网络、宽带电流传感器、10μF 穿芯电容器、电磁干扰测量仪、频谱分析仪、射频信号发生器、宽带功率放大器、耦合和去耦装置等。

通用电磁兼容实验室 具有一批专用骚扰模拟设备及相应的测量和辅助设备，主要用于除涉及射频场外的其他试验。主要试验设备有：用于传导试验的频率为 100kHz 和 1MHz 的阻尼振荡波发生器；波形为 5/50ns 连续脉冲群的快速瞬变发生器；开路电压波形为 1.2/50μs、短路电流波形为 8/20μs 的浪涌发生器；用于静电放电试验的静电电压发生器；用于磁场试验的工频大电流电源、脉冲大电流电源、感应线圈；用于低频骚扰试验的谐波信号发生器，电压波动、骤降和短时中断试验装置以及与各试验项目相应的耦合/去耦装置、测量仪器等。（见电磁骚扰物理模拟）

dianci kangraodu

电磁抗扰度

（electromagnetic immunity） 装置、设备或系统面临电磁骚扰不降低运行性能的能力。电磁抗扰度与电磁敏感性两个名词描述的是同一问题的两个方面，抗扰度强即敏感性弱。自动控制、继电保护装置等非通信领域主要应用电磁抗扰度，通信领域主要应用电磁敏感性。

仪器装置等的电磁抗扰度由设计、工艺决定，与使用的元件、布线、抗干扰措施和结构布局等有密切关系，也与仪器装置的信号电平有关。电磁抗扰度包括抗传导耦合、抗辐射耦合和抗感应耦合三方面性能。

电磁抗扰度的确认需要进行规定的各项抗干扰试验。按现行国际标准，将使用地点的电磁环境分为 5 级，与之相应，抗扰度试验的严酷等级也分为 5 级。电磁环境分级是：

0 级：保护非常良好的环境，如计算机房；

1 级：保护良好的环境，如工厂和电站的控制室；

2 级：比 1 级差一些的环境，如干扰不强的工厂；

3 级：通常电磁骚扰的环境（未采取特殊措施），如配电电缆区域、工业控制区；

4 级：严重电磁骚扰的环境，如无保护的高压变电站内等。

国际标准中还特别规定了一个开放的等级，又称为 X 级，用以表示更严重的情况，如高压开关柜内等。在各项抗扰度试验标准中，都有对不同严酷等级下试验强度的规定。对 X 级，试验强度按协议设定。

抗扰度试验的结果分为 4 级，分别为：

1 级：在技术条件规定的范围内正常工作；

2 级：功能或性能暂时下降或丧失，但无需操作者干预；

3 级：功能或性能暂时下降或丧失，但需操作者干预；

4 级：功能下降或丧失，如丢失数据，软、硬件损坏无法恢复等。

dianci kangraodu shiyan

电磁抗扰度试验 (electromagnetic immunity tests)

研究、考核装置/设备或系统在特定的电磁环境中运行性能是否受到影响及影响程度的试验，在有些标准中也被称为电磁敏感性试验。此项试验既用于产品研制过程中，据以检验所采取的抗电磁干扰措施的效果，也用于成品试验中，考核产品是否符合规定的电磁兼容标准。

过去，电磁干扰问题主要出现在通信领域（无线电干扰、谐波干扰等），电气装置和系统一般对电磁干扰不太敏感。现在，电子设备特别是微电子设备，由于其信号电平低、工作速度快，对各种电磁骚扰十分敏感。随着这类设备日益广泛的应用，电磁兼容问题日益突出，已成为制约电子设备与系统性能、影响其工作可靠性的重要因素。这就促进了电磁抗扰度试验技术和相应试验设备的发展，以及设备抗扰度标准的制定。为了进行必要的协调并使电磁抗扰度试验的工作标准化，1992 年开始，国际电工委员会第 77 技术标委会（IEC TC77）陆续颁布了一系列电磁兼容性标准，即 IEC 61000 系列。其中 IEC 61000-4 是关于电磁兼容性试验和测量技术的基础标准。根据不同的电磁骚扰源特性、不同耦合路径，试验项目分为许多类，每类又包括许多项。

试验项目 可以分为传导抗扰度试验、静电放电抗扰度试验、磁场抗扰度试验、射频电磁场辐射抗扰度试验等。

传导抗扰度试验 检验电气和电子设备对由电源线、控制线、信号线、接地线等导体引入的电磁骚扰的耐受能力的试验，包括浪涌抗扰度试验，电快速瞬变脉冲群抗扰度试验，振荡波抗扰度试验，射频场感应的传导骚扰抗扰度试验，电压暂降、短时中断和电压变化抗扰度试验等。

静电放电抗扰度试验 检验电气和电子设备对静电放电的耐受能力的试验。

磁场抗扰度试验 检验电气和电子设备对外部磁场的耐受能力的试验，包括工频磁场抗扰度试验、脉冲磁场抗扰度试验、阻尼振荡磁场抗扰度试验等。

射频电磁场辐射抗扰度试验 检验电气和电子设备对外部射频电磁场辐射的耐受能力的试验。

试验项目和试验等级的选择 取决于受试设备安装地点的电磁环境和安装条件。电磁环境指当地电磁骚扰的类型和严重程度。安装条件指有无屏蔽、接地、滤波、浪涌抑制、隔离等保护措施以及措施的程度。环境条件一般分为 5 级：①具有良好保护环境（例如采取了良好抗干扰措施的计算机房）；②受到一般保护的环境（例如发电厂的机房、控制室）；③典型的工业环境（例如发电厂和户外高压变电站的继电器室）；④严酷的工业环境（例如高压开关装置所在区域）；⑤需要加以分析的特殊区域。试验项目的选择主要取决于电磁骚扰源的类型，试验等级的选择主要取决于安装条件。在特定的环境条件下，试验等级的选择还可能因用户对可靠性的要求及经济约束而异。

试验场所 见电磁兼容实验室。

试验设备 用来进行电磁抗扰度试验所需要的设备，包括但不限于用以产生所进行试验需要的电磁骚扰的信号发生器、将信号发生器产生的信号变成试验用的电磁骚扰的放大器、将电磁骚扰耦合到试验设备端口的耦合装置（包括发射天线、用于传导耦合的阻容网络和耦合夹等）、防止辅助设备受到影响的去耦装置、检测电磁骚扰耦合强度的测量仪器、为受试设备提供必要条件的辅助设备等。根据不同的试验项目，试验设备有所差异。

试验结果的评价 分为 A、B、C、D 四个等级。A 级：在技术规范规定范围内性能正常；B 级：功能或性能暂时降低或丧失，但能自行恢复；C 级：功能或性能暂时降低或丧失，但需操作者干预才能恢复；D 级：功能降低或丧失，软件或硬件损坏，数据丢失，不能恢复。此外，产品的性能规范也可定义一些认为是对受试设备无关轻重的影响，也是可以接受的。

试验报告 记录整个试验过程和描述试验现象、结果的技术文档。应包含全部重复试验所必需的信息，至少应记录：①试验计划所规定的项目；②受试设备和任何相关设备的详细信息，如商标名称、产品类型、序列号等；③试验设备的详细信息，如商标名称、产品类型、序列号等；④试验进行中的任何特殊环境条件，例如屏蔽外壳，任何使得试验能够进行的具体条件；⑤由制造商、试验要求方或卖方确定的性能水平；⑥由通用、产品或产品系列规定的性能标准；⑦在电磁骚扰的施加中、施加后，观察到的受试设备的任何现象，以及这些现象持续的时间；⑧决定通过试验/失败的原因（以通用、产品或产品系列规定的，或制造商与购买方之间协商的性能标准为基础）；⑨为达到要求需要采用的任何具体条件，例如电缆的长度和类型、屏蔽和接地，或受试设备运行方式等。

dianci minganxing

电磁敏感性 (electromagnetic susceptibility) 在电磁骚扰的影响下，装置、设备或系统运行功能降低的性能。电磁敏感性与电磁抗扰度两个名词描述的是同一问题的两个方面，敏感性强即抗扰度低。

电磁敏感性主要用于通信系统，并将其分为不同等级。如语音通信系统或图像通信系统可以根据在干扰下接收信号的清晰程度分为很好、好、合格、勉强合格、差五级。数字通信系统则根据接收数据的错误率来判定级别。电磁抗扰度主要应用于继电保护、自动控制等非通信领域。

dianci pingbi xiaoneng celiang

电磁屏蔽效能测量 (shielding efficiency measurement)

用试验方法确定屏蔽体的电磁屏蔽效能。按被测试对象，可分为电磁屏蔽材料屏蔽效能的测量、电磁屏蔽室屏蔽效能的测量以及其他电磁屏蔽装置屏蔽效能的测量；按电磁源的性质可分为低频磁场、高频磁场和高频电场的屏蔽效能的测量。

电磁屏蔽效能用于描述电磁屏蔽材料或电磁屏蔽装置的屏蔽效果，定义为空间同一点处电磁屏蔽前后场强的比值。通常分为电场屏蔽效能和磁场屏蔽效能，以分贝分别表示为

$$SE_{\mathrm{EdB}} = 20\lg\frac{E_0}{E_1}$$

$$SE_{\mathrm{HdB}} = 20\lg\frac{H_0}{H_1}$$

式中 E_0 和 H_0 分别是电磁屏蔽前的电场强度和磁场强度；

E_1 和 H_1 分别是电磁屏蔽后的电场强度和磁场强度。

低频磁场屏蔽效能测量 一般采用空心小线圈作为测量探头。为了防止电场干扰，线圈采用电屏蔽层。当测量探头置于按正弦变化的磁场中时，小线圈的感应电压与磁场强度成正比。因此通过测量电磁屏蔽前后小线圈的感应电压，就可以得出屏蔽效能。

磁屏蔽体（盒、罩）屏蔽效能测量 一般在由亥姆霍兹线圈形成的模拟磁场中测量磁屏蔽体的屏蔽效能。亥姆霍兹线圈由一对同轴平行放置的线圈构成，两线圈间的距离规定为方形线圈的边长之半或圆形线圈的半径。线圈的尺寸要求比受试磁屏蔽体的最大轮廓尺寸大2～3倍。当两线圈通以等值电流时，可在线圈间产生均匀磁场。用空心小线圈作为磁场探头，分别测量均匀磁场的场强和置入均匀磁场中的磁屏蔽体内磁场的场强，就可以得出屏蔽效能。

电源变压器漏磁与磁屏蔽盒屏蔽效能测量 将受试电源变压器放在由绝缘材料制成的专用测试台架上，并使其工作在额定状态。探头在水平和垂直方向探测，通过转动测试台架，可以测量不同位置各方向的漏磁场。选定几个典型位置，测量屏蔽前后探头的感应电压，即可得出屏蔽效能。

高频磁场屏蔽效能测量 为测量屏蔽体在高频磁场中的屏蔽效能，需使用高频磁场模拟场源。模拟场源一般采用类似亥姆霍兹线圈的结构。用单匝导线穿入紫铜管内，管环在上部中间断开，不使其形成闭合回路，在底中接地，以此消去屏蔽管的天线效应。信号源通过不平衡/平衡变换器向线圈馈电。这种装置的工作频率可达30MHz，场的均匀性较好。线圈的导线长度最好小于波长的1/10。也可以采用刚性同轴电缆结构的线圈作为高频磁场模拟场源。高频磁场探头的自谐振频率应高出被测磁场频率10倍以上。

高频电场屏蔽效能测量 为测量屏蔽体在高频电场中的屏蔽效能，需使用高频模拟电场装置。高频模拟电场装置的结构类似平行板电容器。平行金属板用铝板制成，板的尺寸和间距应大于被测屏蔽体外形尺寸2倍以上。测量探头采用短偶极子天线。由于天线检拾的场强很小，需用电磁干扰测量仪作为检测信号的输出指示。短偶极子检拾的信号经短线直接引入不平衡/平衡变换器，然后用同轴电缆（外套紫铜管屏蔽）传输到电磁干扰测量仪。为避免测量环境电磁辐射引入的电磁骚扰，电磁干扰测量仪应放在屏蔽室内。

电磁屏蔽室屏蔽效能测量 电磁屏蔽室屏蔽效能已有大环法、小环法等标准的测量方法。从电磁屏蔽室的特点、信号源和探测手段等方面考虑，规定了从低频到微波段的具体测量方法：频率为100Hz～20MHz，用环状天线测量电磁屏蔽室的磁场屏蔽效能；频率为300MHz～1GHz，用偶极子天线测量电磁屏蔽室的电场屏蔽效能。在20～300MHz范围内，由于天线尺寸及电磁屏蔽室的空腔谐振等因素，会导致测量结果异常，因此没有规定具体的测量方法。在无电磁屏蔽时，保持发射环与接收环的间距和高度不变，并把信号源调到有电磁屏蔽时的输出值，此时从接收环测得的磁场即为无电磁屏蔽时的磁场。

大环法 模拟围绕整个电磁屏蔽室的磁场，可以测量整个电磁屏蔽室的屏蔽效能，其频率范围为100Hz～200kHz。若电磁屏蔽室四壁均可接近，则采用优先大环法；若电磁屏蔽室部分壁面不可接近，则采用备用大环法。

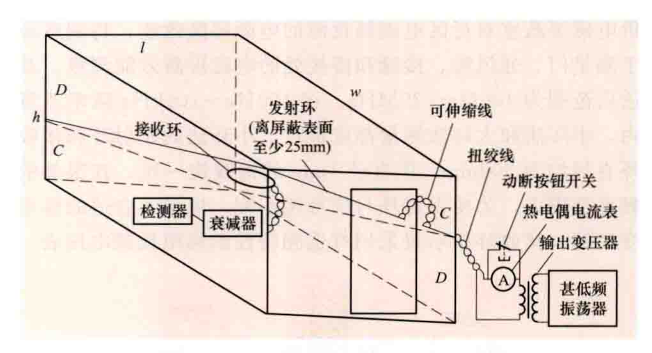


图1 优先大环法配置

优先大环法的设备配置如图1所示。发射环导线带有绝缘护套，与电磁屏蔽室壁面距离应大于25mm。绕在电磁屏蔽室上的大环形成一个平行四边形，其锐角在电磁屏蔽室对角线的两个顶角上；钝角在另两条棱线上，其到地板和顶板的距离分别为 D 和 C，即

$$D=\frac{w}{l+w}h$$

$$C=\frac{l}{l+w}h$$

式中 l、w、h 分别为电磁屏蔽室的长、宽、高。测量时，接收环放置在大环平面内的电磁屏蔽室中心。在预定的测试频率 f 上，调节信号的输出幅度以改变室内的磁场强度，使接收环的指示仪器有一定的读数，适当改变接收环的方向使读数最大。指示仪器采用有选频特性的高阻低频电压表，探测线圈选用匝数为11、直径为762mm的标准环天线。若天线的阻抗远低于指示仪器的输入阻抗，则根据环天线的匝数 n，面积 S 和测得的感应电压 U，可以算出电磁屏蔽室中心的磁场强度为

$$H=\frac{U}{2\pi fnS\mu_0}$$

若大环线圈中的电流为 I，根据理论推导，无电磁屏蔽时大环中心的磁场强度为

$$H_0=\frac{2I}{\pi w}\sqrt{\frac{1+(w/l)^2}{1+[h/(l+w)]^2}}$$

根据有电磁屏蔽时的磁场和无电磁屏蔽时的磁场即可算出屏蔽效能。

备用大环法测试设备配置如图2所示。接收环应置于电磁屏蔽室中心，与大环平行。测试方法与优先大环法相同。无电磁屏蔽时电磁屏蔽室中心处的磁场强度为

$$H_0=\frac{2I}{\pi}\times\frac{hl}{\sqrt{h^2+l^2+w^2}}\left(\frac{1}{l^2+w^2}+\frac{1}{h^2+w^2}\right)$$

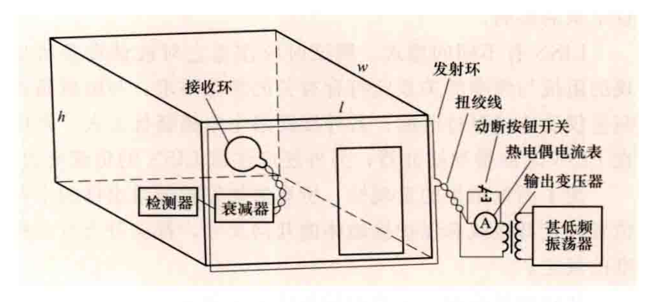


图2 备用大环法配置

小环法 测试设备配置如图3所示。小环法测试用于评

价电磁屏蔽室对近区电磁骚扰源的电磁屏蔽效能，特别适应于测量门、通风窗、接缝和搭接处的电磁屏蔽效能测量。其适用范围为100Hz～20MHz。在100Hz～200kHz频率范围内，小环法和大环法测量都应进行。小环法的发射环和接收环直径均为300mm，用直径4mm的铜线绕一匝。在很低的频率范围内，为使发射环与信号相匹配，应接入合适的输出变压器。接收环指示仪采用有选频特性的高阻低频电压表。

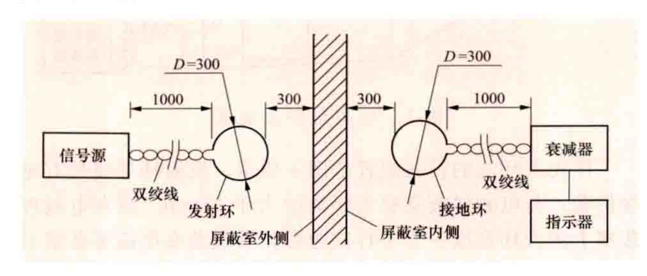


图3　小环法配置（单位：mm）

dianci saorao celiang

电磁骚扰测量　(electromagnetic disturbance measurement)　为辨识和量化电子或机电设备工作时向外传播的电磁骚扰水平而进行的测量。电磁骚扰测量的内容包括骚扰电压测量、骚扰电流测量、骚扰场强测量和骚扰功率测量。测量时应根据电磁骚扰的性质，选择合适的测量空间场地以及耦合方式，用电磁骚扰测量仪、频谱分析仪、示波器等进行测量分析。

骚扰电压测量　也称传导发射电压测量。测量被试设备工作时经电源线、数据线等连接线以传导方式向外发射的骚扰电压。测量时一般需要使用线路阻抗稳定网络。

线路阻抗稳定网络简称LISN (line impedance stabilization network)，又称人工电源网络，是一种交连用的网络。LISN的典型电路如图1所示。测量骚扰电压时，LISN接在被试设备和外接网络之间，电磁骚扰测量仪从线路阻抗稳定网络阻抗 Z_n 上测取被试设备发射的骚扰电压。LISN能实现被试设备与外接网络间的骚扰隔离，在测量被试设备的骚扰电压时不受来自外接网络的传导骚扰影响。另外LISN是一个阻抗确定的网络，用以消除外接网络（如电源网络）内阻对测量结果的影响。

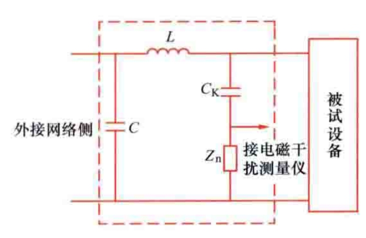


图1　线路阻抗稳定网络

LISN有不同的型式。测试时应注意它对被试设备所呈现的阻抗与频率的关系应符合有关的规定要求：与电磁骚扰测量仪的连接保持匹配；若外接网络中电磁骚扰太大，则应在LISN之前增加滤波器；另外还应注意LISN的负载能力。

为了测量结果的重现性，所有参加发射测量组件的空间位置以及其接线和保护接地体的几何尺寸，都应符合有关标准的规定。

骚扰电流测量　又称射频骚扰电流测量。测量被试设备工作时经电源线、数据线等连接线以传导方式向外发射的骚扰电流。采用电流传感器和电磁骚扰测量仪进行测量。电流传感器将骚扰电流成比例地转换为骚扰电压量。一般采用带环形磁芯的宽带电流传感器，为方便测量多做成钳式结构。其工作频率上限，取决于电流传感器的固有谐振频率，与环形磁芯的线圈电感和绕组杂散电容有关。测量宽频率范围内的骚扰电流时，大多采用多个具有不同频带的电流传感器。

电流传感器的重要参数是传输阻抗 Z_t，知道 Z_t 后，可方便地将电磁骚扰测量仪上测得的电压 UdBμV，换算为骚扰电流，即

$$I\text{dB}\mu\text{A}=U\text{dB}\mu\text{V}-Z_t\text{dB}\Omega$$

式中 IdBμA、UdBμV、Z_tdBΩ 分别是以分贝数表示的骚扰电流、电磁骚扰测量仪上测得的电压和电流传感器的传输阻抗。

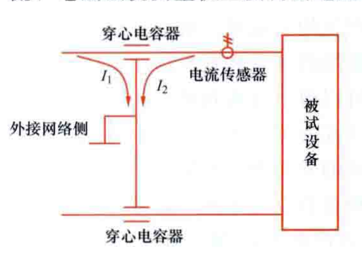


图2　穿心电容器的应用

测量骚扰电流时，测量线路中必须并接一个穿心式的低电感旁路电容器，如图2所示。该电容器既可滤除来自外接网络的电磁骚扰，又可就近旁路被试设备产生的骚扰电流，其标准容量为10μF。使用时应确保其外壳（电容极板之一）可靠接地，并尽量减小高频接地阻抗。

骚扰场强测量　测量电子或机电设备工作时向空间直接辐射的电磁场的场强。测量设备或装置的骚扰场强时，应选择合适的测量空间和场地；一般采用天线作为传感器，天线与被试品相距一定距离安放，天线通过对称/不对称变换器与同轴测量电缆相连。天线检测到的信号通过测量电缆传输给电磁骚扰测量仪进行骚扰场强的测量。改变天线或被试品方向，可以测出最大骚扰场强。电力系统中的电场和磁场测量属于近场测量。测量电力系统的电磁环境时，常用的电场探头有电容式电场探头和电光式电场探头，典型的电容式电场探头是球形探头及平板形探头。这些探头测量的电场强度可达300kV/m，频带可达10Hz～350MHz。常用的磁场测量探头有电感式磁场探头和磁光式磁场探头，这些探头测量的磁场强度可达10 000A/m，频带可达30Hz～350MHz。

测量空间和场地　为准确测量各类电磁骚扰，需要专用的测量空间，它与测量设备、接线、保护接地体、被测设备共同组成测量场地。测量空间是一个不受电磁骚扰或能屏蔽外部强烈电磁骚扰且反射很小的空间。实际测量时，常采用开阔试验场、（半）电波暗室等作为测量空间。

天线　一种电磁场传感器，在其接头上能够提供一个与被测场强成正比的电压。用于测量骚扰场强的天线可分为 E 场天线和 H 场天线。常用的 E 场天线有棒形天线（频段为0.15～150kHz，0.15～30MHz），偶极子天线（30～300MHz，0.3～1GHz），双锥形天线（30～300MHz），对数周期天线（0.3～1GHz），锥形对数螺旋天线（0.3～1GHz）及喇叭天线（1～12GHz，12～40GHz）等。测量电场的天线一般至少有两个电极，被测电场在两电极间感应出电压。测量时应根据测量频段的要求、安装位置的情况和骚扰水平等因素选择不同天线。常用的 H 场天线有环形天线和铁氧体磁棒天线，它们测量频段约为0.15～150kHz及0.15～30MHz。环形天线一般是由一匝或多匝线圈组成，并用导体材料进行静电屏蔽，避免电场分量的影响，磁场在线圈两端感应出电压。

骚扰功率测量 骚扰场强的测量对测量空间、天线和测量步骤都提出了较高的要求。作为测量骚扰场强的一种替代方法，可使用钳形功率表测量骚扰源的骚扰功率。在这种情况下，要求骚扰源的尺寸小于波长，骚扰发射主要源于它的连接线。

电磁骚扰测量仪 常用电磁骚扰测量仪的基本部件是一个或一组屏蔽良好的无线电接收机。20 世纪 60 年代中期开始出现了电磁干扰自动测试系统。80 年代以来，出现了由计算机控制的测试系统，这个系统可以控制试验参数，记录试验数据，加入各种校准因子，按宽带测量和窄带测量分类数据，以各种方式显示结果，进行峰值、准峰值、平均值和有效值测量的转换。

为满足变电站现场电磁骚扰测量要求，常使用具有良好电磁屏蔽性能的电磁骚扰专用测试车，如图 3 所示。



图 3 电磁骚扰专用测试车（张建功 提供）

dianci saorao shuzi fangzhen

电磁骚扰数字仿真

（numerical simulation of electromagnetic disturbance） 以计算机为工具通过对电磁骚扰数学模型的数值计算再现电磁骚扰的一种技术手段。电力系统面临的主要电磁骚扰问题包括：①由于变电站内故障、开关操作特别是气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）中的隔离开关操作，产生较强的快速瞬态电磁场［见变电站（换流站）电磁骚扰］，可能使基于大规模集成电路、微处理器或微型计算机为核心的保护与控制设备等发生误操作和故障；②由于公用线路走廊的限制，超高压/高压输电线路对通信线路、石油、天然气和输水金属管道（含阴极保护系统）产生的电磁骚扰或对人员、设备造成的电磁影响（见输电线路对电信线路的干扰影响、输电线路对电信线路的危险影响、输电线路对金属管道的电磁影响）；③雷电、接地和静电放电等引起的电磁骚扰问题。通过对电力系统电磁骚扰问题进行数字仿真，可以分析电磁骚扰的产生机理，估计和预测电磁干扰水平。

电磁骚扰数字仿真开始于 20 世纪 60 年代，当时人们只能对非常简单的电磁骚扰问题进行数值计算。随着计算机硬件和软件技术的飞速发展，涌现了大量的高精度数值计算方法和商业计算软件。如 Pspice、EMTP、PSCAD 等程序可用于集总参数电路模型的电磁骚扰计算，EMTP、EIFFEL 等程序可用于多导体传输线模型的电磁骚扰计算，NEC、FEKO 等程序可用于线型天线模型的电磁骚扰计算，FEKO 等程序还可用于口径天线模型的电磁骚扰计算等。需要强调指出的是，电磁骚扰数字仿真研究并不是解决电力系统电磁骚扰问题的唯一途径，还必须与试验研究相结合，使两方面的研究优势互为补充，只有这样才能更好地解决电力系统的电磁骚扰问题。

建立电磁骚扰数学模型是电磁骚扰数字仿真的关键，建模的理论基础是电路理论和电磁场理论。常用的数学模型有集总参数电路模型、低频电磁场模型、多导体传输线模型、线型天线模型和口径天线模型。针对不同类型的电磁骚扰问题，可以选择不同的数学模型和数值计算方法进行数字仿真计算。

集总参数电路模型 当电磁骚扰源的波长远大于受扰系统的几何尺寸时，可采用集总参数电路模型。集总参数电路模型适用于研究受扰电路中的传导耦合问题，如变电站一次设备对二次设备的影响以及输电线路对通信线路、石油、天然气和输水金属管道的影响等（见输电线路对电信线路的干扰影响、输电线路对电信线路的危险影响、输电线路对金属管道的电磁影响）。这些问题可以通过耦合电感、耦合电容和耦合电导的表示方法，并利用电路理论的戴维南或诺顿等效电路、有源双口或有源多口等效电路进行电磁骚扰数值计算。

低频电磁场模型 对于变电站高压母线、架构、接地网和输电线路、铁塔周围的电磁场，可以采用低频电磁场模型进行计算。常用的数值计算方法有模拟电荷（电流）法、矩量法和有限元法。模拟电荷（电流）法和矩量法适用于计算变电站和输电线路在地面上产生的电场（见交流输电线路工频电场、变电站工频电场）、变电站和输电线路在地面上产生的磁场（见交流输电线路工频磁场、变电站工频磁场）以及变电站接地网在地下产生的电流场，并可以计算接地阻抗、跨步电压、接触电势和地表电位分布等。有限元法（FEM）适用于计算闭合区域内的电场和磁场，并可用于电容、电感、电阻或电导参数的计算。

多导体传输线模型 当电磁骚扰源的波长与导体传输系统的几何尺寸可以相比时，应按电磁波在导体上的传输情况进行分析，需要采用分布参数电路模型，也就是多导体传输线模型。多导体传输线模型主要适用于研究电磁骚扰源在多导体上的耦合、传播过程以及对连接在多导体上的受扰电路的电磁骚扰问题，如雷击、开关操作产生的电磁瞬态过程在输电线路、变电站高压母线上的传播［见变电站（换流站）电磁骚扰］、骚扰电压或电流在印刷电路板总线上的传播等。多导体传输线模型的原参数为沿传输方向的单位长度电感、电容、电阻和电导矩阵。多导体传输线上的电磁骚扰源可按集总骚扰源和分布骚扰源处理。集总骚扰源是将骚扰电磁场产生的感应或其他形式的电磁骚扰集中在多导体传输线上的某一点，用电压源和电流源集中反映；分布骚扰源是将平面电磁波或辐射电磁场（见辐射耦合）产生的电磁骚扰用均匀分布在多导体传输线上的电压源和电流源反映。通过求解多导体传输线的矩阵电报方程实现电磁骚扰数值计算。常用的数值计算方法有基于模式理论的 BLT（Baum-Liu-Tesche）方程算法和时域有限差分法。此外，也可以先利用贝杰龙（Bergeron）原理获得多导体传输线的等效电路，再进行电磁骚扰数值计算。

线型天线模型 当电磁骚扰源的波长与设备尺寸可以相比时，电磁骚扰源将产生电磁辐射（见辐射耦合），以电磁波的形式向空间辐射电磁能量，对临近的电磁敏感设备产生

电磁骚扰。可以采用线型天线模型进行电磁骚扰数值计算。该模型适用于电磁骚扰源产生的电磁辐射或骚扰电磁波在受扰设备导体上产生的电磁散射的计算（见输电线路对无线电台站的干扰影响、输电线路对地震台站的干扰影响）。例如，变电站开关操作，特别是气体绝缘金属封闭开关设备中的隔离开关操作产生的快速电磁瞬态过程对附近空间产生的电磁辐射；手持对讲机或移动电话对保护与控制设备等的电磁辐射；电磁脉冲或核电磁脉冲对输电线路和电子设备的电磁辐射。线型天线模型的理论基础是麦克斯韦方程。常用的数值计算方法有矩量法、时域有限差分法和奇点展开法。

口径天线模型　当电磁骚扰源的波长与受扰设备金属外壳的小孔、槽隙或窗口尺寸可以相比时，骚扰电磁波将在受扰设备外壳的孔隙上产生电磁绕射，形成电磁骚扰。口径天线模型适用于研究这种电磁骚扰，如变电站开关操作特别是气体绝缘开关操作和手持对讲机产生的电磁辐射，对控制室窗口、受扰设备金属外壳孔隙产生的电磁绕射等。口径天线模型的理论基础是电磁绕射理论。常用的数值计算方法有积分方程法、时域有限差分法。此外，还可以利用光学理论中的几何绕射法和物理绕射法对口径天线模型进行数值计算。

参考书目

Tesche M　F，Lanoz M　V，Karlson　T. EMC analysis methods and computational models. New York：John Wiley & Sons，1997.

dianci saorao wuli moni

电磁骚扰物理模拟

（physical analogue of electromagnetic disturbance）　为了研究和检验设备或系统对其工作环境中电磁骚扰的承受能力，模拟产生各种电磁骚扰并作用到设备或系统的过程。按照实际可能发生的各种电磁骚扰的不同特性，模拟可分为低频、暂态与高频的传导骚扰、静电放电、磁场感应和电磁辐射等类别。

传导骚扰模拟　模拟由电源线、地线、信号线、控制线和通信线等导线引入设备或系统的低频、暂态与高频等骚扰。

低频骚扰模拟　主要模拟来自低压供电线路的各种电磁骚扰。①谐波和间谐波（非工频整数倍频的谐波）、信号电压等骚扰均以叠加在电源电压上不同频率的正弦波电压来模拟。电网中非线性负载（如整流设备、电弧炉等）可产生谐波和间谐波，模拟中，谐波频率最高取 40 次（即 2000Hz 或 2400Hz），幅值取为基频电压的 0.2%～6%。电力系统中通信和控制线路的载波信号通过不同的耦合途径可形成信号电压骚扰，模拟中，信号电压骚扰的频率范围采用110～2000Hz 声频、3～20kHz 中频及 20～150kHz 高频，幅值与谐波骚扰模拟幅度相当。②电压波动、电压暂降和短时中断等骚扰均采用开关装置按一定程序切合，使电源电压突然下降，后又恢复原状的方式进行模拟。电网中大负荷变动、负载切合等可引起电压波动，模拟中，电源电压波动的情况见图 1，其变化幅度 ΔU 取±8%～12%，持续时间 Δt 取 2～3s，重复周期 T 取 5～10s。电力系统短路、故障切除及重合闸可造成电压骤降和短时中断。模拟中，电源电压骤降和短时中断的情况见图 1，其变化幅度 ΔU 取 30%、60%和 100%，持续时间 Δt 取 0.5～50 个工频周期，间隔时间 t 最小取 3s，重复 2～3 次。③三相不平衡、电源频率变化等骚扰均直接用工频交流电压来模拟。三相电压不平衡可引起负序和零序电压，最简单的模拟方法可采用三台分别调节的单相自耦变压器，不平衡系数取 2%。电源频率变化的骚扰模拟中，频率变化范围取±2%或＋4%/－6%。④交流网络中的直流骚扰模拟方法正在研究中。

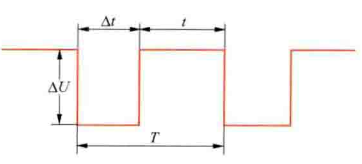


图 1　电压波动、电压暂降和短时中断等模拟

暂态与高频传导骚扰模拟　主要模拟电力系统中开关操作、电网故障、直接或间接雷击等暂态过程中引起的传导骚扰。这些骚扰由于成因不一，特性各异。按其不同的时域或频域特性、能量大小等加以典型化，可分别采用冲击、振荡波和高频等几种骚扰形式进行模拟。

（1）冲击骚扰均以单极性的电压或电流脉冲来模拟。100/1300μs（电压、电流）冲击用以模拟低压电网中大容量熔断器熔断等引起的冲击骚扰。它以差模方式由电源线引入被试设备，极性为正或负，叠加在电源电压相应的半波峰值上，如图 2 所示。冲击波形的波前时间为 100μs，半峰值时间为 1300μs，峰值取 2.3 倍电网电压 $\hat{u}_N$。2/50μs（电压）～ 8/20μs（电流）冲击用以模拟电容器组操作、电网故障或遭受雷击时的冲击骚扰。它以共模或差模方式耦合到被试设备的电源线、信号线上。当设备的保护装置（如浪涌抑制器）未动作时，设备呈现高阻抗，它以冲击电压考验设备的电磁抗扰度；当保护装置动作时呈现低阻抗，它以冲击电流考验保护装置的通流能力及设备的电磁抗扰性。冲击电压和电流的极性为正或负，与电源电压相应的峰值同步。其冲击波形如图 3 所示，波前时间与半峰值时间分别为 1.2μs 与 50μs 和 8μs 与 20μs。冲击电压峰值取 0.5～4kV，冲击电流峰值取 0.25～2kA，差模方式时均减半。10/700μs（电压）冲击用以模拟通信线路传入的雷电等冲击骚扰。它以共模或差模方式耦合到被试设备的通信线上，极性为正或负，与电源电压相应的峰值同步。冲击波形与

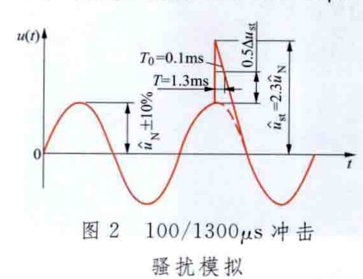
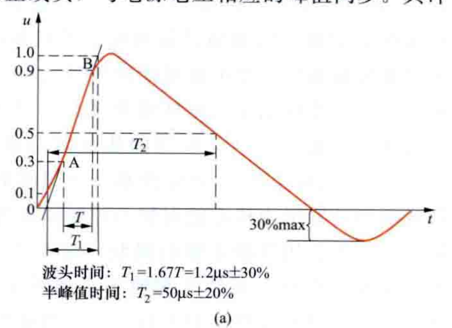


图 2　100/1300μs 冲击骚扰模拟



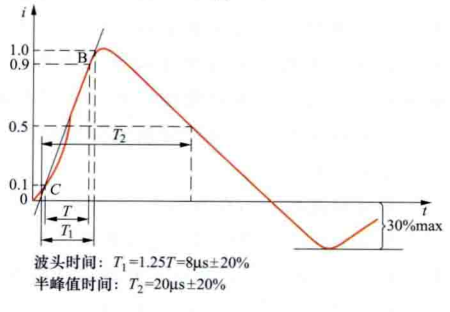


图 3　1.2/50μs（电压）和 8/20μs（电流）冲击骚扰模拟

（a）冲击电压；（b）冲击电流

图 3（a）类似，但波前时间与半峰值时间为 10μs 与 700μs，峰值与 1.2/50μs 冲击骚扰模拟相同。

（2）振荡波骚扰均采用陡波前的衰减振荡波电压来模拟，并以共模或差模方式由电源线、信号线等引入被试设备。振铃波用以模拟低压电网中操作波和雷电波多次折、反射形成的振荡波骚扰。其波形如图 4（a）所示，上升时间 0.5μs，振荡频率 100kHz，相继的振幅衰减为 60%。振铃波的峰值取±0.25～4kV，与电源电压不同步，差模方式时减半。衰减振荡波用以模拟高压、中压电网中操作或故障时在低压电网中感应的振荡波骚扰。其波形如图 4（b）所示，上升时间较短，仅 75ns，振荡频率选用 0.1MHz 或 1MHz，振幅衰减经 3～6 周后减为 50%。衰减振荡波峰值取±0.25～2.5kV，与电源电压不同步，差模方式时均减半。

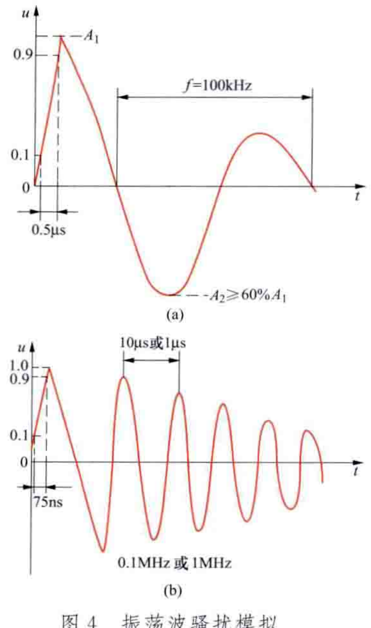


图 4　振荡波骚扰模拟

（a）振铃波；（b）衰减振荡波

（3）快速瞬变脉冲群骚扰用以模拟电网中小电感负载操作、继电器触头弹跳或真空断路器操作引起的脉冲群骚扰。它采用周期性间断的短脉冲群电压来模拟，并以共模方式耦合到被试设备的电源线、信号线上。其波形如图 5 所示，每个短脉冲的上升时间 5ns，半峰值持续时间 50ns，重复率 5/2.5kHz；脉冲群的长度 15ms，周期 300ms；波形与电源电压不同步。快速瞬变脉冲群耦合到电源线上时，峰值取±0.5～4kV，耦合到信号线上时减半。

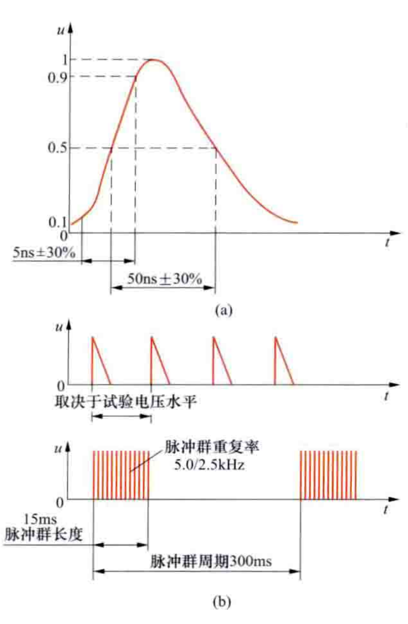


图 5　快速瞬变脉冲群骚扰模拟

（a）单个脉冲；（b）脉冲群

（4）高频骚扰均采用高频正弦波电压来模拟，并以共模方式耦合到被试设备的电源线、信号线上。高频感应电压用以模拟高压、中压或低压电网中操作或故障时在二次回路中感应的高频骚扰，其波形为周期性间断的高频正弦波群，各群间隔 20ms，每群有 20 个正弦波，其频率从 10kHz～1MHz 范围内扫频。高频感应电压的峰值取 10～100V。射频传导骚扰采用传导骚扰的方式等效模拟设备在射频电磁场中遭受的辐射骚扰。其波形为连续或间断的幅值调制的高频正弦波，如图 6 所示，正弦波频率 150kHz～80MHz，调制幅度 80%，调制频率 1kHz。

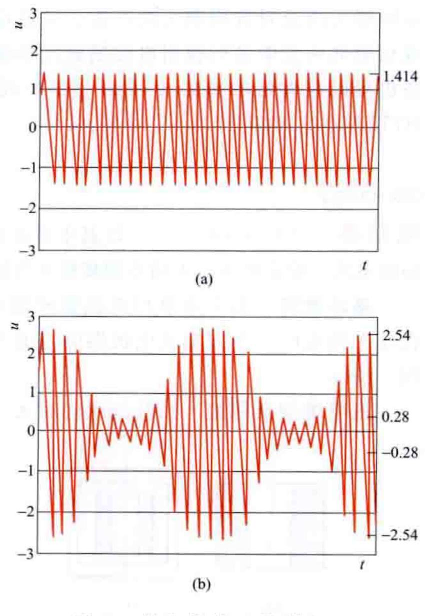


图 6　射频传导骚扰模拟

（a）未调制信号；

（b）80%幅度调制信号

静电放电骚扰模拟　模仿带静电的操作人员接触设备或接触邻近设备时发生放电现象引起的电磁骚扰。静电放电骚扰采用充满电的电容对被试设备放电的方法进行模拟。电容的充电电压取 2～8kV（接触放电）或 2～15kV（经空气间隙放电）。放电电流的典型波形如图 7 所示，波前很陡，仅 0.7～1ns，波尾部分 30ns 时幅值约减一半，60ns 时约再减一半。

磁场感应骚扰模拟　模仿各种稳态或暂态磁场引起的电磁骚扰。

工频磁场骚扰模拟　主要模仿电网中载流导体正常工作电流或故障短路电流以及变压器等设备漏磁引起的磁骚扰。模拟磁场线圈用连续或短时的 50/60Hz 工频正弦波电流供电，磁场强度取 1～100A/m（稳定磁场）或 300～1000A/m（暂态磁场）。

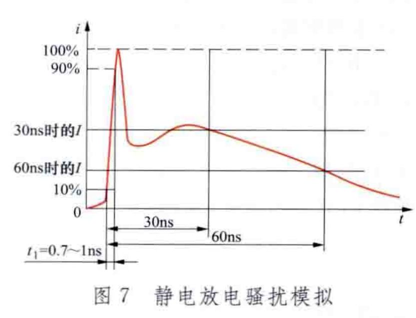


图 7　静电放电骚扰模拟

（放电电流波形）

脉冲磁场骚扰模拟　主要模仿雷击、电网故障以及断路器操作高压母线或线路引起的磁骚扰。模拟磁场线圈用 8/20μs 冲击电流供电，其波形如图 3（b）所示，磁场强度取 100～1000A/m（峰值）。

衰减振荡磁场骚扰模拟　主要模仿隔离开关切合高压母线引起的磁骚扰。模拟磁场线圈用 0.1～1MHz 衰减振荡波电流供电，其波形与图 4（b）类似。磁场强度取 10～100A/m，幅值在 3～6 工频周期后衰减为 50%。

电磁辐射骚扰模拟　模仿步话机、广播电台与电视台、移动无线电发射机和各种工业电磁源产生电磁辐射引起的骚扰。模拟电磁辐射的波形为幅值调制的高频正弦波，见图 6，正弦波频率为 80～1000MHz，调制幅度 80%，调制频率 1kHz，未调制时场强取 1～10V/m。模拟辐射电磁场可采用

双锥形天线或对数周期天线产生。被试设备需置于电波暗室或电磁混响室中进行辐射电磁场骚扰模拟试验，小型被试设备也可以在横电磁波室（TEM小室）或吉赫兹横电磁波室（GTEM室）内进行。

diankangqi

电抗器

（reactor） 以其电感而被电力系统作为限制短路电流、稳定电压、无功补偿和移相等使用的高压电器。

基本原理 图1为单相电抗器磁路的基本结构示意图。在相同绕组时，不同型式电抗器的电流与磁链的关系曲线如图2所示。

主要类型及用途 按其绕组内有无主铁芯分为铁芯式电抗器和空芯式电抗器。按绝缘介质可分为油浸式电抗器和干式电抗器，按其用途又可分为限流电抗器、并联电抗器、消弧线圈、中性点电抗器、起动电抗器、滤波电抗器、阻波器、阻尼电抗器、平波电抗器、电炉电抗器和调节用电抗器等。长期以来，额定电压在35kV以下的限流电抗器多制成混凝土柱式结构。近年来，额定电压为110kV及以下的串联电抗器和并联电抗器，均采用干式空芯玻璃纤维结构；超高压并联电抗器采用单相或三相油浸带气隙铁芯式结构。

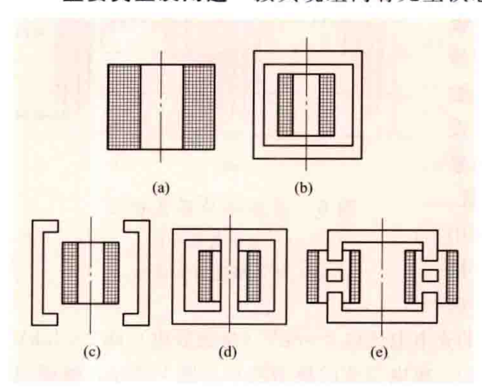


图1 单相电抗器磁路的基本结构示意图
(a) 空芯式；(b) 带磁屏蔽的空芯式；(c) 带磁分路的空芯式；(d) 闭合铁芯式；(e) 带气隙的铁芯式

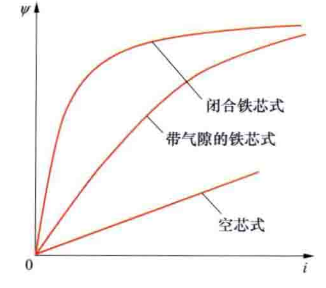


图2 各种电抗器的特性曲线

空芯式电抗器 只有一个空芯电感线圈而无铁芯的电抗器。有的空芯式电抗器带有磁屏蔽或磁分路。因为没有主铁芯，磁路的磁导较小，电感值也小，无饱和现象。通常户内干式混凝土柱式结构用于额定电压在35kV以下、额定电流一般为150～3000A的电抗器。油浸式通常箱壁加装磁分路或磁屏蔽。为了防止振动和减少噪声，有些大型高压并联电抗器也采用磁屏蔽式空芯结构。空芯式电抗器制造工艺简单，振动和噪声小，运行可靠，维护方便，广泛用作串联和并联电抗器以及滤波、阻波等各类电抗器。空芯式电抗器的缺点是磁通密度低，铜线用量较大。

铁芯式电抗器 绕组内装有主铁芯的电抗器。因铁芯的磁阻比空气的小，所以铁芯式电抗器的电感值通常较大，相同容量时体积也比空芯式的小。铁芯式电抗器还分闭合式和带气隙式。铁芯式电抗器广泛用作并联电抗器、消弧线圈和电炉电抗器等。

限流电抗器 串联在交流电路内用以限制电力系统短路电流的电抗器。它的电抗值始终保持恒定，使后接设备的短路电流不超过容许值。在多台并联运行的变压器或多回并行输电线路的变电站，限流电抗器还可用来进行阻抗匹配。（见串联电抗器）

并联电抗器 并联连接在系统中用于补偿电容电流的电抗器。它可以降低系统的工频过电压和操作过电压，也可单独使用或与并联电容器一起使用代替同步调相机，对电力系统进行调相和无功补偿。

消弧线圈 用来补偿由于单相接地故障而产生的线对地容性电流的一种中性点接地的单相电抗器，又称消弧电抗器。消弧线圈通常用于非有效接地系统，接于变压器或发电机的中性点与地之间，以消除间歇电弧过电压。

中性点电抗器 用于有效接地系统中接于变压器或并联电抗器的中性点与地之间的单相电抗器，又称中性点小电抗。中性点电抗器接于变压器中性点与地之间，可限制线路接地故障电流或异常过电压；接于并联电抗器中性点与地之间，可限制线路单相接地故障时的潜供电流和谐振过电压。

起动电抗器 与电动机串联，用以限制交流电动机起动电流的电抗器。

滤波电抗器 与并联电容器（组）串联使用，以抑制高次谐波电流，当与电容器组串联时，可限制电容器组接通时的涌流。滤波电抗器也可在整流电路中与负载串联，以滤除整流电压中的脉动成分，使负载电流接近于理想直流。（见直流换流站交流滤波装置）

阻波器 与输电线路串联使用，对某些特定的频率或频带提供阻波阻抗，为电力载波通信提供信号通道的电抗器。

阻尼电抗器 专门用来限制电容器组投入交流电网时所产生的涌流，与电容器组串联使用，通常用于6～66kV系统中。有油浸铁芯式和干式空芯式两种，用于抑制高次谐波、限制断路器操作或系统干扰时的瞬间冲击电流的电抗器。

平波电抗器 串联在换流站的直流侧与直流输电线路之间，以减少谐波电流和暂态过电流引起的脉动电流量的电抗器。

电炉电抗器 串联连接在电炉变压器的高压侧，以限制电弧炉熔炼初期发生塌料造成电极短路时的短路电流的电抗器。

调节用电抗器 利用铁磁材料的饱和特性，以较小的直流功率来控制较大的交流负载的一种电抗器。调节用电抗器有饱和电抗器和自饱和电抗器两种。饱和电抗器与负载串联，用以调节负载的电流和功率；自饱和电抗器接在整流臂中与整流元件串联，用以平滑地调节整流装置直流输出电压。

diankangqi shiyan

电抗器试验

（reactor tests） 根据有关技术标准，采用测试手段对电抗器的性能及质量状况进行检验。电抗器产品的例行试验是每台电抗器产品均须承受的试验。型式试验是对电抗器结构设计进行鉴定的试验，除全部例行试验项目外，还增加一些技术条件规定的项目。特殊试验是除例行试验和型式试验外，由制造厂与用户商定增加的试验项目。

电抗器的很多试验要求在额定电压或超过额定电压下进行，因此对试验电源、加压设备、测量装置等要求较高。如低功率因数的损耗测量，用常规方法准确度差，需要用特殊方法测量。

电力系统中使用的电抗器种类很多，不同种类的电抗器试验项目差别很大。国际电工委员会（IEC）和世界上许多国家都制定有电抗器的试验标准。中国国家标准与 IEC 标准对电抗器试验项目的规定基本相同。下面列出了各种电抗器的试验项目，其中部分绝缘性能试验，如绝缘电阻、油浸式电抗器的绝缘油试验等未包括在内。

并联电抗器试验项目　其中例行试验项目包括绕组电阻和电抗测量、环境温度下的损耗测量、绝缘试验、间隙铁芯或磁屏蔽空芯电抗器绕组对地的绝缘电阻测量、液浸式电抗器电容及介质损耗因数（tanδ）测量。

型式试验项目包括温升试验、间隙铁芯或磁屏蔽空芯电抗器振动测量、声级测定、绝缘试验、风扇和油泵所消耗功率的测量（如果有）。

特殊试验项目包括三相电抗器零序电抗测量、三相电抗器互电抗测量、谐波电流测量、间隙铁芯或磁屏蔽空芯电抗器线性度测定和磁化特性测量以及接近参考温度下的损耗测量、绝缘试验、接近运行温度下的声级测定。

限流电抗器和中性点接地电抗器（含功率控制电抗器、电动机起动电抗器、电弧炉串联电抗器等）试验项目　其中例行试验项目包括绕组电阻测量，额定持续电流时的阻抗测量，中性点接地电抗器、起动电抗器和试验电抗器在额定短时电流下的阻抗测量，环境温度下的损耗测量，间隙铁芯或磁屏蔽空芯电抗器外施耐压试验和绕组对地的绝缘电阻测量，限流电抗器绕组过电压试验，中性点接地电抗器绕组过电压试验，液浸式电抗器绕组对地电容及介质损耗因数测量等。

型式试验项目包括额定持续电流下的温升试验，限流电抗器雷电冲击试验，风扇和油泵所需功率测量（如果有）等。

特殊试验项目包括限流电抗器、中性点接地电抗器和试验电抗器的短路试验，间隙铁芯或磁屏蔽空芯电抗器的绕组电抗测量和接近参考温度下的损耗测量以及在额定持续电流下的振动测量，声级测定，安装在支柱绝缘子上的干式电抗器外施耐压（湿）试验，操作冲击试验，双端连接的雷电冲击试验，耦合系数测量，绕组过电压湿试验等。

滤波电抗器、阻尼电抗器和放电电抗器（与电容器相连接的）试验项目　其中例行试验项目包括绕组电阻测量，电感测量，损耗和品质因数测量，绕组过电压试验等。

型式试验项目包括电感测量，损耗和品质因数测量，温升试验，雷电冲击试验等。

特殊试验项目包括短路电流试验，声级测定，外施耐压试验，滤波和阻尼电抗器的涌流耐受试验，放电电抗器的放电电流试验，对放电电抗器做修改的短路或放电电流试验，机械谐振试验等。

接地变压器（中性点耦合器）试验项目　其中例行试验包括绕组电阻测量，零序阻抗测量，空载损耗和空载电流测量，绝缘试验（外施耐压试验、感应耐压试验）等项目，型式试验包括绝缘试验、温升试验等项目，特殊试验包括额定短时中性点电流耐受能力试验、最高运行电压下的空载损耗和空载电流测量、声级测定等项目。

消弧线圈试验项目　其中例行试验包括绕组电阻测量，电流测量，辅助绕组和二次绕组空载电压测量（适用时），主绕组绝缘试验，辅助绕组、二次绕组以及控制、测量回路的外施耐压试验，分接开关、铁芯气隙调整机构或任何其他开关设备，以及与控制和测量有关的设备操作试验等项目。型式试验包括额定电压下的电流测量、温升试验、绝缘试验等项目。特殊试验包括损耗测量，1.1 倍额定电压及以下的磁化特性测量，声级测定，电感调节机构机械寿命试验，耐受额定电流机械力试验等项目。

平波电抗器试验项目　其中例行试验包括绕组电阻测量、谐波电流损耗测量、增量电感测量、液浸式电抗器的耐压试验、雷电冲击试验、操作冲击试验、绝缘电阻和（或）电容及介质损耗因数测量等项目。型式试验包括温升试验、操作冲击试验、绕组直接液冷式电抗器的压力差测量、干式电抗器的外施直流耐压湿试验、风扇和油泵（如果有）消耗功率的测量等项目。特殊试验包括声级测定、高频阻抗测量、暂态故障电流试验、液浸式电抗器截波冲击试验等项目。

diankuaisu shunbian maichongqun kangraodu shiyan

电快速瞬变脉冲群抗扰度试验　（electrical fast transient/burst immunity test）　为确定电气、电子设备受到电快速瞬变脉冲群时的抗扰度性能而设立的试验。试验将由许多快速瞬变脉冲组成的脉冲群耦合到电气和电子设备的电源端口、控制端口、信号端口和接地端口以检验其性能。试验脉冲的特点是高幅值、短上升时间、高重复率和低能量。电快速瞬变脉冲群（EFT）是由切换感性负载产生的，通常由脉冲群的持续时间、单个瞬变的重复率和幅值等参数来表述。

试验波形与等级　国际电工委员会（IEC）有关标准中规定，电快速瞬变脉冲群的试验波形如图 1 所示。试验等级分为四级，更严重的特殊情况可由设备制造商或用户另行规定，如表所示。表中，第 1 级适用于具有良好保护的环境，这个环境中电源和控制电路中的电快速瞬变脉冲群被全部抑制、交流和直流电源线与来自属于较高严酷度等级的其他环境中的控制和测量电路分离、电源电缆带有屏蔽层且都在设施的接地参考平面接地并通过滤波进行电源保护，如计算机房。此级别只适用于型

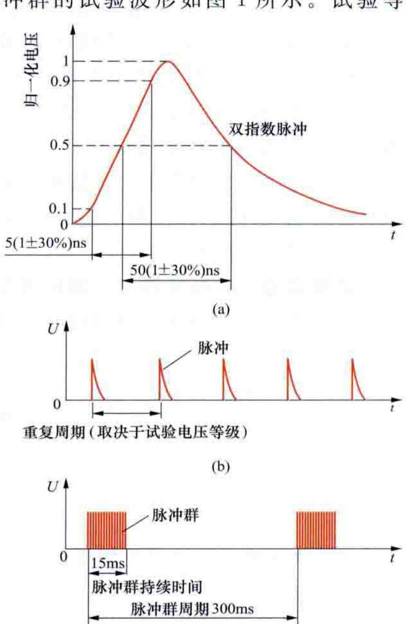


图 1　电快速瞬变脉冲群试验波形
(a) 单个脉冲波形图；(b) 脉冲群内脉冲示意图；
(c) 脉冲群信号示意图（2 个脉冲群）

式试验中的电源电路及安装后试验中的接地线路和设备机柜。第2级适用于受保护的环境，这个环境中电源和控制电路中的电快速瞬变脉冲群被部分抑制、较高严酷等级环

试验等级

等级	开路输出试验电压和脉冲的重复频率			
	在供电电源端口，保护接地（PE）		在输入/输出的信号、数据和控制端口	
	电压峰值（kV）	重复频率（kHz）	电压峰值（kV）	重复频率（kHz）
1	0.5	5或者100	0.25	5或者100
2	1	5或者100	0.50	5或者100
3	2	5或者100	1.00	5或者100
4	4	5或者100	2.00	5或者100
×*	特定	特定	特定	特定

* ×是开放等级，可在产品规范中给出。

境有关的其他电路和工业环境中的工业电路分离不完善、非屏蔽的电源电缆和控制电缆与信号电缆和通信电缆在结构上分离，如工厂和发电厂的控制室或终端室。第3级适用于典型的工业环境，这类环境中电源和控制电路对电快速瞬变脉冲群无抑制，工业线路与同较高严酷等级环境有关的其他线路分离不完善，电源、控制、信号和通信电缆之间的分离不完善，存在由电缆托架（同保护接地系统相连）中的导电管道、接地导体和接地网提供的接地系统，如工业过程设备所在的场所。第4级适用于严酷的工业环境，这类环境中电源和控制线路对电快速瞬变脉冲群无抑制，严酷的工业环境中的工业线路与较高严酷等级环境有关的其他线路不分离，电源、控制、信号和通信电缆之间不分离，控制和信号线共用多芯电缆，如未采取特定安装措施的工业过程设备的户外区域、发电厂、露天的高压变电站的继电器房和工作电压达500kV的气体隔离的变电站。第×级为开放等级，适用于需要加以分析的特殊环境，这类环境要根据骚扰源与设备的电路、电缆、线路等电磁分离程度的优劣，以及安装质量，可能需要采用高于或低于上述等级的环境等级。

试验等级应按照真实的安装和环境条件来选择。对于受试设备的输入/输出、控制、信号和数据端口，试验电压为电源端口试验电压的一半。

试验设备 由脉冲群发生器和耦合装置构成。

脉冲群发生器 图2为由电路元件C_c、R_s、R_m和C_d构成的脉冲群发生器的基本电路，有效输出阻抗为50Ω。在1000Ω负载时输出电压范围至少为0.25～4kV，在50Ω负载时输出电压范围至少为0.125～2kV，且可以在短路条件下工作。脉冲群持续时间应为5kHz时为15(1±20%) ms，100kHz时为0.75(1±20%) ms，脉冲群周期为300(1±20%) ms。脉冲波形在50Ω负载时上升时间t_r为5(1±30%) ns，持续时间t_d(50%值) 为50(1±30%) ns；在1000Ω负载时上升时间t_r为5(1±30%) ns，持续时间t_d(50%值)为50ns。脉冲极性正负可选，采用50Ω特性阻抗的高电压同轴电缆接头输出。

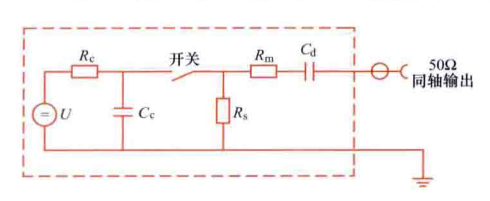


图2 快速瞬变脉冲群发生器电路简图

U—高压源；R_c—充电电阻；C_c—储能电容器；R_s—脉冲持续时间形成电阻；R_m—阻抗匹配电阻；C_d—隔直电容

耦合装置 包括交直流电源端口耦合去耦装置和容性耦合夹。交直流电源端口耦合去耦装置用于将电快速瞬变脉冲信号耦合至受试设备的电源端口。其耦合电容为33nF，采用共模耦合方式，去耦网络去耦效率不低于90%（输入和输出端口开路）。校验性能时应将输出端口用50Ω负载端接。

容性耦合夹由盖住受试线路电缆的金属夹板（用镀锌钢、黄铜、铜或铝板等制成）和金属接地板组成，能在与受试设备端口的端子、电缆屏蔽层或受试设备的任何其他部分无任何电连接的情况下将快速瞬变脉冲群耦合到受试线路。耦合夹的两端应具有高电压同轴电缆接头，试验中发生器应连接到耦合夹最接近受试设备的那一端。耦合夹的耦合电容取决于电缆的直径、材料和屏蔽（如果有），适用于高电压同轴电缆的直径范围为4～40mm，绝缘耐压能力为5kV（1.2/50μs脉冲）。耦合夹应尽可能合拢，以提供受试电缆和耦合夹之间最大的耦合电容。只有当耦合/去耦网络不适用时，耦合夹的耦合方式才可用于交流/直流电源端口的试验。

试验程序 确定要进行试验的试验等级、试验电压的极性、施加试验电压的次数、待试验的受试设备的端口、受试设备的典型工作条件等。依照图3布置好试验设备，使受试设备处于正常的工作状态，按照确定的试验参数依次对受试设备的各个端口或对同属于两个以上电路的电缆等施加试验电压，试验的持续时间不短于1min。

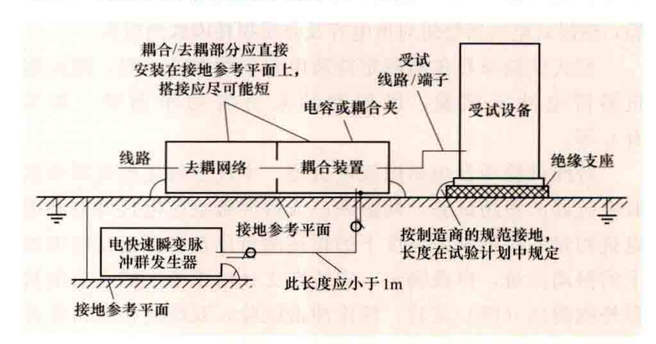


图3 电快速瞬变脉冲群抗扰度试验示意图

试验结果的评价 见电磁抗扰度试验。

试验报告 见电磁抗扰度试验。

dianlan anzhuang

电缆安装

电缆安装 (cable installation) 依据电缆线路设计要求，将电缆自制造厂提运到施工地点，再按照工艺规定敷设安装直至能送电的工作。

电缆安装是一项集合群体劳动，通常分成敷设、接头和试验三类工种。各工种之间各司其职，并相互紧密配合。这需要运用综合管理技术，统一协调进度。此外，电缆安装前要安排必要的人员技能培训，根据工程设计图纸和工程实际编制作业指导书和进行电缆敷设计算。电缆安装时应选择合适的电缆安装机具，通过利用现有科技成果，实现电缆敷设

施工机械化，这样既简化安装工序，又降低劳动强度，从而降低安装费用，提高安装质量。电缆安装结束后要通过相应的电缆试验，合格后方可送电。

电缆安装一般包括电缆验收、电缆运输、土建工程、电缆敷设、电缆附件、电缆试验六项内容。

电缆验收　常规的输电电缆，不仅要检查盘上电缆的外观，例如电缆的两端密封是否完好，电缆外护套有无机械损伤等，同时还要检查产品质量保证书，检查各项指标是否达到要求。除了常规的检查外，还需进行出厂抽样试验，电缆结构不属常规的产品，须进行型式试验。

电缆运输　输电电缆多数是绕在金属交货盘上用载重车、火车、货船运输，但是不论用哪种运输工具，电缆盘都是竖直搬运，不宜侧卧运输，因为侧卧运输时，在底层的一圈电缆受到其上各圈电缆自重的压力，可能会超过电缆的允许侧压力，促使变形而损伤电缆绝缘。既重又大的电缆盘，在短途运输时，常用低车架平板车；用列车运输时，宜采用元宝车，每只盘边底下用木楔固定，以防重心过高倾倒和车辆突然减速或加速时，电缆盘惯性冲撞的危险。特制整根长度的海底电缆，可以用筒装或由制造厂直接用敷设船圈装运输。

土建工程　电缆安装时涉及的土方工作及电缆构筑物制作工作。电缆构筑物是专供敷设电缆或安置附件的电缆沟、浅槽、排管、隧道、夹层、竖（斜）井和工作井等构筑物。

电缆敷设　根据电缆通道形式可分为电缆直埋敷设、电缆排管敷设、电缆沟敷设、电缆隧道敷设、电缆竖井敷设、电缆层敷设和海底电缆敷设等。

电缆附件　电缆终端和电缆接头的统称，是电缆线路中不可缺少的组成部分。电缆终端是安装在电缆线路两个末端，使电缆与电力系统其他设备相连接，以保持绝缘与密封性能至连接点的装置。电缆接头是安装在电缆与电缆之间，具有一定绝缘和密封性能，使两根及以上电缆导体连接形成连续电路的装置，如图1和图2所示。



图1　安装220kV电力电缆接头



图2　500kV电缆接头安装环境

dianlan anzhuang jiju

电缆安装机具　(cable installation equipments)

电缆线路敷设与电缆附件安装施工中所需要的各种特殊机具的总称。用以减轻人体的劳动强度和保持电缆线路应有的工程质量。电缆安装机具有电缆敷设机具和电缆附件安装机具两大类。

电缆敷设机具　将各种包装（如盘装、筒装和圈装）的电缆敷设成为电缆线路的机具。电缆敷设机具因敷设方法不同而异，通常有电缆盘千斤顶、电缆滚轮、电缆牵引端、防捻器、疏通器、电缆输送机、联动装置和埋设机等。

电缆盘千斤顶　托起电缆盘的轴使电缆盘离开地面能在轴上旋转的支架，一般用钢结构做成，有蜗轮蜗杆式和液压式两种。

电缆滚轮　牵引电缆时防止电缆和地面摩擦而将电缆临时搁在可以自由转动滚轴上的机具。它不但减小了电缆牵引力，并且防止了电缆外护层表面的擦伤。同步驱动的电动滚轮还具有向牵引方向推动的功能。

防捻器　装在牵引钢丝绳和电缆牵引端之间的连接器，其两侧可相对旋转并有耐牵引的抗张强度，利用它消除牵引钢丝绳受张力后的退扭力和电缆自身的扭力。

疏通器　在敷设排管电缆前用以清除排管孔内沉积的滞留物，长约为600mm的圆柱形工具。圆柱疏通器的外径略小于排管孔内径，用钢管制成。钢制的疏通器尚有刮磨排管孔内壁及管口锐利毛刺的作用。

电缆输送机　又称履带牵引机，是以电动机驱动，用凹型橡胶带夹紧电缆，并用预压弹簧调节对电缆的压力，以不超过电缆允许侧压力为限，使之对电缆产生一定的推力。履带牵引机适合各种水平地形和高落差变化较大环境中，它具有输送牵引和刹车制动双重功能。在施工中同时使用多台履带牵引机和导向牵引卷扬机，则必须有联动控制装置，使各台履带牵引机和导向牵引卷扬机操作能集中控制，关停同步，速度一致，否则将损伤电缆。

联动装置　又称集中控制盘（变频控制），由机械牵引机、电缆输送机（履带牵引机）和电动滚轮组成的整个电缆敷设牵引系统，各设备各自接通电源，再通过信号线的连接使整个系统控制联通至集中控制盘。在电缆敷设牵引过程中由集中控制盘操纵，使电动牵引机、各台履带牵引机和电动滚轮在牵引过程中，关停同步，速度一致。辅以通信联络工具，随时启停控制牵引过程，掌握敷设路径上的电缆状态及瞬时突发情况，保证电缆敷设质量。

埋设机　敷设海底电缆时，用多个高压水喷嘴冲去电缆周围泥土使电缆沉入泥土中的机器。埋设机有先敷后埋和边敷边埋两种。边敷边埋的埋设机通常自动化程度较高，结构较复杂，要求在工作时前后和左右平衡。海底电缆敷设，现已具有先进的集埋设、检测功能于一体的海底电缆埋设机器人。海底电缆埋设机在水下工作，是一种精密的智能设备。对海底电缆埋设机的工作状态必须进行实时监测。在施工指挥船（或海上平台）上运用计算机对海底电缆埋设机进行有效控制，使其按照操作者的意图工作。开发出的海底机器人在复杂阻尼耦合作用下，以预定速度自动跟踪预定路径；实现液压元件与PID控制器联合，完成海底机器人以不同预定速度自动跟踪不同预定开采路径的多种工况。仿真结果表明，海底机器人的性能良好，满足水下各类施工要求。

电缆附件安装机具　安装交联聚乙烯电缆和充油电缆时用以实现电缆导体连接、绝缘恢复和金属套连接的专用工

具，用于电缆接头和电缆终端的制作。电缆附件安装机具因电缆的型式不同而有差异，但一般常用的有加热矫直工具、绝缘切削工具、导体压接机具、绝缘制作机具、预制件接头安装机、真空油车和真空装置等。

加热矫直工具　由温度控制箱（含热电偶和接线）、加热带、矫直管（宜采用半圆钢管或角铁）等组成，含辅助带材及保温材料。用于交联电缆加热矫直时，电缆绝缘屏蔽层处温度宜控制在（75±3）℃，加热时间宜不小于3h，保温时间宜不小于1h，冷却至常温后采用矫直管矫直。

绝缘切削工具　将交联电缆外屏蔽层、绝缘层切削或削成锥形而不损伤电缆导体的工具，用于交联电缆接头或电缆终端制作工艺。

导体压接机具　用一只连接管套在两根被连接的电缆导体上，施加机械压力达到导体电气连接的工具。利用杠杆原理的导体压接机具称作压接钳；利用液压原理的导体压接机具称作油压钳。压接钳或油压钳的钳头都可根据电缆导体截面的大小更换压模。通常一套压接机具备有可在压接范围内的各种导体规格的压模。

绝缘制作机具　交联电缆用的绝缘制作机具有模塑机具和注塑机具等。模塑机具是加热加压的模具，使辐照交联的聚乙烯带在高温高压下硫化成整体。对更高电压的电缆接头，采用小型挤塑机在模具中挤出与交联电缆相同的超净可交联聚乙烯材料，经加热、加压、固化使注入的交联聚乙烯材料形成与电缆绝缘为一体的接头，接头的导体、内半导电层、绝缘层和外半导电层完全按照电缆本体恢复。现在的挤注模塑型接头不仅在交联步骤上提高了施工工艺，而且在检测手段上也不断改进，通常使用的是小型X光检测仪，可以通过X光射线对交联部位进行透彻的扫描，一旦发现挤入的绝缘剂在交联过程中存在杂质或微小气泡，可立即进行处理，从而避免隐患的存在。

预制件接头安装机　预制式终端和接头一般要求交联电缆绝缘的外径和预制件的内径之间有较大的过盈配合，以保持预制件和交联电缆绝缘界面有足够的压力，因此各种以环氧树脂、硅橡胶或乙丙橡胶聚合物制成的预制终端应力锥、终端预制件及中间接头组合预制件、整体预制件，均宜使用专用内径收缩工具或内径扩张工具。

真空油车　又称油处理装置，用于高压充油电缆油过滤脱气处理。真空净油过程包括电缆油的过滤，在真空罐中除气，达到要求后，用高压油泵注入压力箱。用以补充电缆接头或终端制作时流失的电缆油。真空油车还具有循环油管系统，便于电缆油反复过滤脱气。

真空装置　主要由真空泵、溢油缸、麦氏真空表、电磁阀和真空隔膜阀等组成。用于高压电缆接头或终端制作时去除接头中的空气和潮气。

dianlanceng fushe

电缆层敷设

（cable corridor laying）　将电缆敷设在建筑物或发电厂、变电站主控制室的地下层及屋内配电室下的电缆半层中的一种电缆安装方式。主要用在发电厂或进出电缆线路较多的大型变电站中。

电缆层比电缆隧道（见电缆隧道敷设）有更大空间，因此其电缆支架可以不依附于墙壁，可设计成电缆桥架形式，并可按需要位置设立多层框形桥架。电缆层吊架如图1所示。桥架四周及桥架之间备有通道，便于施工和运行巡视。由于电缆层的电缆一般都在控制盘或电气设备装置下，电缆密集，纵横交叉，在设计及敷设时需妥当排列。电力电缆和控制电缆不宜配置在同一层支架上；高低压电力电缆、控制电缆应按顺序分层配置；控制电缆在桥架上不宜超过3层；交流三芯电力电缆在桥架上不宜超过2层。电缆弯曲半径符合要求且排列整齐，不宜交叉并加以固定，装设标志牌，以免影响施工及巡视。此外，电缆分支箱或必要的电缆辅助设备都可纳入电缆层中。



图1　电缆层吊架

设在地下的电缆层容易积水，通常备有排水装置，如集水井等。设在气体绝缘金属封闭开关设备下的电缆层因容易积聚 SF_6 气体，故要求装有排气风扇。一般电缆层都采取良好的防火阻燃措施及消防设计，除了消防用具外，电缆外护层常涂防火涂料或绕包防火包带，用防火堵料堵塞各处电缆出入管孔等，也可采用阻燃电缆。

20世纪30年代，地下电缆层已推广使用，其后为了节省变电站建筑物用地，将电气设备安装在多层建筑内的屋内变电站中的方式已被广泛采用，电缆桥架的开发和系列化使电缆层敷设得到进一步发展。图2为变电站电缆夹层中的电力电缆。



图2　变电站电缆夹层中的电力电缆

dianlan daoti lianjie

电缆导体连接

（cable conductor connection）　电缆接头中电缆导体与导体之间的连接以及电缆终端中导体与接线端子之间的连接。常用的方法有锡焊、压接、熔焊和机械连接四种。

锡焊　以熔化的焊锡填注在导体之间的一种工艺。这是对铜导体最老的连接方法，当前还时有采用。以锡焊连接铜导体时，对10kV及以下电缆采用弱背式连接管，对35kV电缆则采用有浇注孔的管状连接管。锡焊需要较熟练的技术才能避免在连接管内产生空隙。如焊接不良，则接头电阻增加，很可能使电缆接头发生故障。然而，只要

能按正确的工艺进行操作，锡焊仍不失为一种较好的连接铜导体的方法。但锡焊的接头在发生短路故障时的允许温度仅为120℃。

压接　以机械压力使导体间金属产生蠕变以实现相互连接的一种工艺。压接法被广泛采用，特别是对于35kV及以下的铝芯电缆导体的连接更为有利。这是因为压接过程中压破了铝导体表面一层电阻较大的氧化铝，使导体间的金属铝直接接触，只要连接管、连接端子和压接模具设计正确，压接的质量就很稳定。但压接法不宜在交联聚乙烯电缆的模压接头中应用，因为模压接头在硫化过程中所需的高温使压接接头的温度在较长一段时间内超过135℃，于是铝导线发生蠕变而使压接接头的接触电阻增大，最终导致接头过热而烧坏。模压接头中的铝导体最好采用熔焊进行连接。

熔焊　用焊接设备或焊料燃烧反应产生高温将导体间熔融连接的一种工艺。一般用于超高压输电电缆的接头，如铝芯充油电缆的导体一般采用由惰性气体保护的熔焊连接。熔焊的主要优点是在不增加连接处导体直径的情况下，连接点仍可获得优良的导电性能。制作电缆软接头时，必须采用熔焊法连接导体。熔焊作业也需要熟练的技艺，焊接设备较贵，只是在对可靠性要求比较高的输电电缆线路上使用。

近年来，在铝芯交联聚乙烯电缆的模压接头中发展了一种利用点焊机进行的铝热剂熔焊技术，也称药包焊。这种熔焊方法既简便，又不需要昂贵的焊接设备，适于在配电电缆上使用。

机械连接　以拧紧螺钉的压力使导体间有良好的电气接触的一种工艺。常用于1kV塑料电缆接头中的导体连接，其主要优点是可带电作业。机械连接器有各种各样的设计，其中最常见的是适用于实心铝导体能刺穿导体绝缘层的连接器，它既简化了连接工艺，又解决了带电连接的问题。这种连接器利用螺纹连接结构把被连接的导体夹紧在一起，其夹紧导体的部件具有锐利的齿面，在拧紧螺钉时能咬住导体表面，从而提供了良好的机械和导电性能。为了防止螺钉拧得过紧而损伤导体，一般用能施加固定力矩的特殊扳手拧紧螺钉，或使用断头保险螺钉。

与压接法一样，机械连接也不需要熟练的技艺和昂贵的工具。机械连接法原来只用于负荷电流较小的电缆分支接头，由于技术进步，也已在1kV大截面多芯电缆的电缆直线接头中应用。但由于机械连接器的形状复杂，而使接头中的电场分布不均匀，所以还不能用于更高电压等级的电缆导体连接。

dianlan dianchang changqiang

电缆电场场强　(electric field intensity of cable)

电缆在运行中其绝缘介质内的电力线密度或单位距离的电位差。在电缆的绝缘介质内，任意一点的电场场强可用三维矢量表示，即垂直于导电芯的辐向场强，平行于导电芯的轴向场强，畸变电力线切向的电场场强分量切向场强。电缆电场场强是损坏电缆绝缘介质的一个因素，而且电场场强的大小决定了电缆及其附件的结构尺寸，因此在设计电缆绝缘本体结构或其附件（如电缆接头、电缆终端）时，尽可能避免或减小电场场强。单芯电缆或屏蔽型电缆，因为导电芯和接地层是同芯结构，避免了切向场强。在各种电缆本体内，因为沿电缆轴向任意两点间的截面相同，因此不存在轴向场强。为此在设计高压电力电缆时，都采用屏蔽接地层，从而避免了切向和轴向场强。

辐向场强　电缆电磁场中垂直于单位长度导电芯呈辐射状的电力线密度。在距离导电芯中心为x处的电力线密度为

$$D_x = \frac{Q}{2\pi x} \tag{1}$$

由此，在以导电芯中心为圆心、半径为x处的电场场强为

$$E_x = \frac{Q}{2\pi x \varepsilon_0 \varepsilon_r} \tag{2}$$

上两式中D_x为距离导电芯中心为x(m)处的电力线密度，C/m^2；Q为单位长度导电芯上的电荷，C/m；E_x为距离导电芯中心为x处的电场场强，MV/m；ε_0为真空介电常数，$\varepsilon_0 = 10^{-9}/(36\pi)$，F/m；$\varepsilon_r$为绝缘介质相对介电常数。由式(1)和式(2)，并从图中所示的单芯圆形导电芯的电缆中，可推导出在半径为x处的电场辐向场强为

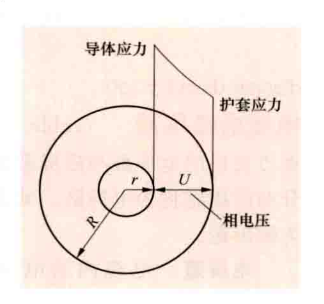
$$E_x = \frac{U}{x\ln(R/r)} \tag{3}$$

式中U为导电芯对接地层的相电压，V；R为接地层的半径，m；r为导电芯的半径，m。

导电芯表面和接地层内表面对应的辐向场强分别为

$$E_{r,\max} = \frac{U}{r\ln(R/r)} \tag{4}$$

$$E_{R,\min} = \frac{U}{R\ln(R/r)} \tag{5}$$



单芯电缆辐向应力

在式(4)中，如已知U、R值，则要求导电芯表面辐向场强的最小值，可将式(4)微分，并使$dE_r/dr=0$，得出$R/r=e$，即当$r=R/e$时，导电芯表面的电场辐向场强最小。

轴向场强　在电缆接头或电缆终端内，即使是单芯或屏蔽型电缆，由于接地屏蔽层的半径比电缆本体的半径大或增绕绝缘材料的介电常数不同，使电力线发生了畸变，此时电场场强沿导电芯的轴向分量即称为轴向场强。油浸纸绝缘的轴向击穿强度和切向击穿强度相同，只是辐向强度的1/10～1/20，因此轴向场强也是设计电缆接头和终端的一个重要参数，通常由轴向场强决定电缆接头的长度尺寸。

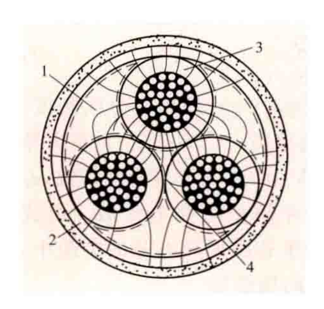
切向场强　当导电芯和接地层不是同芯时，电力线会产生畸变弯曲，电场场强沿畸变电力线的切向分量。由于三相电压的交变性质，以及绝缘材料的不同介电常数，很难绘出精确的典型电力线分布图。可以判定，非直线辐射形的电力线是产生切向场强的来源，而油浸纸绝缘电缆介质的切向击穿强度，仅是辐向强度的1/10～1/20，因此在高压油浸纸绝缘电缆中，均采用了单芯或屏蔽型电缆，以避免切向场强。

dianlan diancichang

电缆电磁场　(electromagnetic field of cable)　电力电缆的导体通过电流或加上电压后在其周围产生的电场和磁场。电缆电磁场虽不能直接观察到，但可通过各种仪器仪表证明它的实际存在。研究电缆的电磁场，是为了设计合理的电缆及其附件的结构，并为设计电力电缆线路各种措施提供依据，验算电磁兼容是否符合要求。

电场　可由电力线的分布形象地表示。电缆电场的电力线

垂直始于导体表面，终于接地体和电流回归导体表面。由于电缆各接地体和回归导体的几何形状不同，电力线的分布也就不相同。当电缆的导体和接地的金属套为同心圆时，如单芯电缆，其电力线就呈辐射状直线；当为非同心圆时，如带绝缘电缆，电场就发生畸变，其电力线为不同形状的曲线，如图所示。



带绝缘电缆电场畸变示意图
1—填料；2—带绝缘；3—芯绝缘；4—电力线切向分量

磁场　电流流过电力电缆的导体，在其周围必然产生磁场。由于反向的导体电流形成反向的磁场，因此电缆内或邻近任一点的磁场可按各个导体电流所产生的磁场的相量和计算。又由于交流电缆通过的电流是交变的，因此其磁场也是交变的。电缆的交变磁场在邻近导体（如通信线路、金属管道等）上会产生感应电压，这种感应电压是邻近导体中干扰电压的来源之一。

dianlan dianci pingbi

电缆电磁屏蔽　(cable screening; cable shielding)

电力电缆的电屏蔽与磁屏蔽的统称。改善电缆绝缘内电力线分布的措施称为电屏蔽。减少电缆磁场对外界影响的措施称为磁屏蔽。

电屏蔽　电缆内的电屏蔽分为导体屏蔽和绝缘屏蔽两种。

导体屏蔽　也称作内屏蔽。紧靠电缆的导体上包一层电阻率很低的薄层，如炭黑纸、炭黑布带、半导电挤压层或金属化纸等，以降低由于绞线表面凹凸不平所形成的局部集中场强，使导电芯表面光滑均匀，电力线密度分布整齐，达到提高电缆绝缘水平的要求。

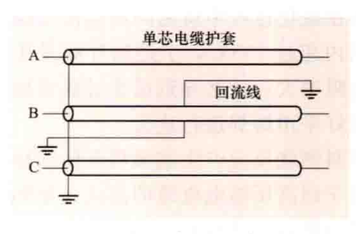
绝缘屏蔽　也称作外屏蔽。贴靠电缆线芯绝缘层外面，包一层电阻率很低的薄层，如炭黑纸、炭黑布带、半导电挤压层或金属化纸、薄金属带等。这些金属带和接地金属套之间有电气连接，因此外屏蔽处于地电位。在外屏蔽之外，不再存在电力线，即没有电场。因为外屏蔽和电缆绝缘层紧密相接，避免了绝缘层和接地金属套之间气隙或油隙的绝缘强度较低的影响，从而达到提高电缆绝缘水平的要求。

磁屏蔽　电力电缆的磁屏蔽通常有使用磁性材料、逆向磁通、回流线和电缆换位等几种措施。

磁性材料　将三相电缆纳入钢管中（如钢管电缆）或将三芯电缆予以铠装（如钢带、钢丝），钢管、铠装等都是磁性材料，能集纳较多的磁力线，从而减少电缆磁场对外界的影响。磁性材料能集纳的磁通量决定于材料的厚度和磁导率。厚度大或磁导率高的磁性材料可以起到更好的磁屏蔽效果，但是磁性材料由于磁通密集，造成磁滞损耗，也会影响电缆的输送容量。此外，在传输大电流时，磁性材料达到磁饱和后，电缆磁场对外界仍会有所影响。

逆向磁通　当导体内有电流时，三根单芯电缆的金属套如铅包或铝包都有感应电压产生，如将三相金属套在线路两侧相互连接，则金属套内的感应电压短路，产生与导体中电流方向相反的循环电流，从而在电缆内产生一个近于逆向的磁通。逆向电流的相量决定于金属套的阻抗，虽然它并不与导体中的电流成180°差角，但基本上接近于180°，因此可削减对外界的磁通总和，即起到良好的磁屏蔽效果。通过分析计算可以得出如下结论：三芯电缆自身已有良好的磁屏蔽，不存在引起足以影响外界的磁通量。

回流线　三根单芯电缆的金属套如未能在电缆线路两侧互联，只在电缆线路上一点接地（如单点互连），此时为了防止单相接地故障电流形成的磁场对外界的严重影响，可沿电缆线路的间距内敷设一根阻抗很低的接地线，该接地线称为回流线。图示为回流线布置示意图。当电缆线芯通过接地故障电流时，回流线上有感应电压产生，因为回流线在其两端接地，感应电压转变为以大地为回路的逆向接地电流，抵消了大部分故障电流的磁通，从而能起到较好的磁屏蔽效果。



回流线布置示意图

电缆换位　三相单芯电缆在线路长度的1/3处轮流更换其相对位置，可使其对外界受磁通感应而形成的合成电压为零。电缆换位的原理相似于电缆金属套的交叉互联（见电缆绝缘接头），虽然更换电缆相对位置并不产生逆向磁通，但由各相磁通所感应的各相电压相互抵消，从而起到磁屏蔽的效果。

dianlan fanghuo

电缆防火　(cable fire protection)

防止电缆线路由于外部失火或内部故障而起火引燃电缆和防止电缆起火后火势蔓延的措施。电力电缆的绝缘层和护层，含有大量碳氢化合物材料，氧指数（指将一定数量的试样，放在特制的容器中，由完全充满氮气状态开始，用规定的点火方式，逐步调节输入氧气的含量，使刚能将容器内试样平稳燃烧时的氧气浓度）大都在19或以下，一般在300～400℃即能引燃，一旦着火不能自息而延燃。电缆防火常从四个方面着手使电缆处于良好的运行环境中：用阻燃材料作电缆绝缘或护层，采取隔断火苗的措施，限制火灾范围，采取报警和灭火装置及时扑灭火灾。

阻燃材料　用阻燃材料作电缆绝缘或护层，如耐火电缆、阻燃电缆。

耐火电缆　在火焰高温作用下，在一定时间内仍能维持通电能力的一种电力电缆。耐火温度一般为750～1000℃，时间为1.5～3h，在中国按耐火特性分为四级。耐火电缆适用于火灾中要求保证供电的公用重要低压回路，如消防水泵动力电源回路或感温、感烟、水喷雾灭火示警回路等。耐火电缆分为三种：①外层耐火电缆，用玻璃纤维带加防火涂料或膨胀型耐火包带等包在常规电缆的外面再加一层保护带的耐火电缆；②内层耐火电缆，用云母玻璃丝带绕包在导体上的一种耐火电缆；③绝缘耐火电缆，用无机矿物（氧化镁）或硅橡胶作为电缆绝缘的耐火电缆。耐火电缆因制造工艺复杂、造价高等原因，主要用于1kV及以下。

阻燃电缆　又称难燃电缆，在电缆护层火焰燃烧后仅延燃有限距离而能自熄的一种电力电缆。常用在易受外部影响着火的电缆密集场所或可能因着火延燃酿成严重事故的电缆通道内，如电缆隧道、电缆层等。阻燃电缆在结构

上与一般电缆没有多大区别，主要是在电缆护层材料中加入阻燃剂或采用难燃材料。在中国阻燃电缆按阻燃级别分为四级，每级按阻燃试样类别分为 A、B、C 三类。符合单根电缆燃烧试验的电缆未必能通过多根电缆垂直燃烧，多根电缆敷设的阻燃电缆应通过成束电缆燃烧试验。常用的聚氯乙烯阻燃电缆燃烧时，会产生 HCl、CO 等有毒有害气体，危及人身安全和腐蚀电气设备，弥漫的浓烟会阻碍人员避难和消防救援工作，因此在某些重要的变电站、发电厂和核电厂内要求使用低烟无卤阻燃电缆。

隔断火苗 将普通电缆外护层和周围空气相隔离的措施，如将电缆直接埋设在地下，也有用装设防火槽、绕包防火带或涂刷防火涂料等较为灵活的方式。这种措施主要用于非阻燃和非耐火电缆。

埋沙敷设 电缆敷设在黄沙中。具有最佳的防火效果，但载流量要降低 30%左右，又不利于电缆的运行管理，这种方式主要应用在高压充油电缆线路上。

防火槽 设置在电缆周围的封闭式槽盒（见图 1）。使用耐火或难燃材料构成槽盒，如玻璃钢、金属、混凝土等。槽盒内垫隔热垫块或垫板，槽盒两端及接口处用耐火材料堵严，并保证盖上盖后形成阻火段，即使槽盒内电缆着火，槽内空气有限，也不易延燃。





图 1 电缆防火槽盒

防火带 用氧指数较高的阻燃材料制成的绕包在电缆护层上的带子（见图 2）。通常用于电缆线路转弯处或重点防火区段。它的优点是操作比较简便，绕包厚度便于调整。





图 2 电缆防火包带

防火涂料 用特殊配制的阻燃材料喷涂或漆刷在电缆护层上的涂料。防火涂料有膨胀发泡型和非膨胀发泡型两种。膨胀发泡型涂料的优点是在火焰高温下，涂层的厚度可以膨胀很多倍，因此起到良好的隔热作用，而在常温时厚度仅为0.6～1mm，不影响电缆的散热性能，从而不降低电缆的输送容量。膨胀发泡型涂料有取代非膨胀发泡型涂料的趋势。

限制火灾范围 将已经发生的火灾限制在一定区段内的措施，如采用耐火隔板、增设防火墙、填补电缆穿越楼板孔洞的封堵泥。

耐火隔板 用难燃性材料制成的防止电缆延燃的板材。可应用于封堵电缆贯穿孔洞、多层电缆层间分隔。耐火隔板可按照性能需要选取，并按现场尺寸加工定制。

防火墙 在通畅的电缆廊道中设置的带防火门的夹墙，使廊道隔离成几个区段，缩小燃烧范围。防火门关闭不利于廊道的通风，影响电缆载流量。普遍采用火灾探测器与防火门联动系统，在正常情况下，防火门不关闭以保持通风，当发生火灾时，由火灾探测器报警，联动关闭发生火灾的防火分区的防火门，使火灾控制在一个防火分区内。

封堵泥 用以堵没电缆穿越楼板或夹墙孔洞周围空隙的填充物。有用软性耐火纤维填充，表面刷以砂浆水泥；有用腻子型（油泥状）防火堵料填充；也有先用软性耐火纤维填充，再用封堵泥塞平。玻璃纤维、石棉、矿渣棉等都属软性耐火纤维材料。腻子型封堵泥的特点是常温时始终柔软并有粘附力，在火焰高温时呈硬化状态。

报警和灭火装置 采用报警和灭火装置及时扑灭火灾，如报警消防系统、电缆温度监测系统等。

报警消防系统 发生火灾前监视烟雾或温度并报警、发生火灾后可自动扑灭火焰的装置。它既可以联动操作，也可以部分手动操作。报警系统常用的有烟雾传感报警系统、局部温差传感报警系统。消防系统是在电缆失火后能喷射水雾或起动四氯化碳、泡沫灭火机的装置。从消防经验来看，水喷雾装置灭火效果最好，因此采用较多，但要保证水柱压力和动力源的可靠性。

电缆温度监测系统 安装分布式光纤测温系统（DTS）监测电缆表面温度，发生火灾时报警或通过联动起动消防系统自动扑灭火焰的设备。电缆温度监测系统安装简便，主要包括沿电缆敷设的光纤和安装在线路两端的主机，分布式光纤既是传感器又能作为传导信号的介质，主机由工业计算机、光器件、激光源等部分组成，被集成在机箱内，用于整个系统的参数配置、信号采集、信号分析和分析结果输出等。电缆温度监测系统与通信网络连通后能实时传输温度检测信号，在温度发生异常升高时报警通知运行值班人员，也可与消防系统联动起动后自动扑灭火焰。电缆温度检测系统推荐在电缆隧道中使用。

dianlan fanghuocao

电缆防火槽 （cable fire protection slot） 见电缆防火。

dianlan fanghuodai

电缆防火带 （cable fire protection band） 见电缆防火。

dianlan fenzhi jietou

电缆分支接头 （branch joint；tee joint） 用于将三根或四根电缆相互连接在一起的电缆接头。通常是在一条 20kV 或以下的主电缆线路上支接另一条电缆线路时用，在 110、220kV 的电缆线路上也时有应用。电缆分支接头可以根据电缆线路的方向，连接成各种不同形式的分支，如垂直于主电缆、与主电缆成某一个角度等。按其外形不同，电缆分支接头可分为 T 型、Y 型和 H 型三种。T 型和 Y 型的使用较多，T 型接头也称作丁字接头。

电缆分支接头的特点是一条线路可同时送电到两个或三

个地点或用户，其缺点是接头内的绝缘不易处理，接头壳体密封也较困难，因此除低压电缆现场制作分支接头外，中、高压分支接头基本都采用工厂制造分支接头到现场制作可插拔电缆终端安装的型式。电缆分支接头的另一缺点是当分支电缆发生故障时，主电缆必须同时停电才能修理。

中、低压电缆分支接头由于与电缆分支箱、环网柜相比缺点较多，因此逐渐被淘汰。随着城市配电网基本全部使用挤包绝缘电缆，一种在工厂内压接、挤塑成型的电缆被开发使用。它是由电缆制造厂家根据线路设计的需要，确定电缆的规格、长度和分支接头的数量及其间距等，在制造厂内将分支接头及电缆制造完成一并缠在电缆盘上。预制分支接头可以加快施工进度、保证施工质量、优化技术经济性能。

高压电缆分支接头在受到场地限制、作为项目临时方案或出于投资费用考虑的情况下会有应用。高压电缆分支接头在工厂内组装、试验，内置电极与终端接口，现场制作电缆终端插入，完成电缆分支。高压电缆分支接头分为充气式和干式两种，充气式分支接头接口加工工艺同气体绝缘金属封闭开关设备电缆终端桶，内充 SF_6 气体，装有防爆膜、压力表、报警器以及气阀等装置，干式分支接头主体为环氧绝缘套管，外装金属壳体并挤塑防腐层。

导体连接通常采用环形导体连接线夹，带绝缘隔离，用螺栓机械法紧固。

接头密封采用填充密封胶、热缩管方式，也有装设塑料接头盒并灌注聚合物固化密封。

dianlan fushe jisuan

电缆敷设计算 (cable laying calculation) 敷设电缆时，对作用在电缆上的各种机械力的计算过程。通过计算便于考虑是否有必要采取特殊措施，防止作用在电缆上的机械力超过允许值；或者按照电缆结构最大允许机械力确定被牵引电缆的最大长度和最小弯曲半径；以及敷设充油电缆时计算压力箱的最低允许压力。机械力分牵引力、侧压力和扭力三种。

牵引力 作用在电缆被牵引方向的拉力，主要作用在电缆的金属导体上，部分作用在金属套或铠装上。但垂直方向敷设的电缆（如竖井电缆和海底电缆），其牵引力主要作用在铠装上。

牵引力的计算方法 各种典型情况下端头牵引时牵引力的计算公式列于表1。在表1各式中，T 为牵引力，N；T_1 为弯曲前的牵引力，N；T_2 为弯曲后的牵引力，N；μ 为摩擦系数，见表2；W 为电缆单位长度的重力，N/m；L 为电缆长度，m；θ_1 为直线倾斜牵引时的倾角，rad；θ 为弯曲部分的圆心角，rad；α 为弯曲平面的倾角，rad；R 为电缆的弯曲半径，m。

摩擦系数 电缆在各种不同物体上牵引时的摩擦系数参考值列于表2。

表1 端头牵引时牵引力计算公式一览表

弯曲种类		示意图	牵引力 (N)
水平直线牵引			$T=9.8\mu WL$
倾斜直线牵引			$T_1=9.8WL(\mu\cos\theta_1+\sin\theta_1)$ $T_2=9.8WL(\mu\cos\theta_1-\sin\theta_1)$
水平弯曲牵引			布勒公式：$T_2=9.8WR\,\mathrm{sh}\{\mu\theta+\mathrm{arsh}[T_1/(9.8WR)]\}$ 李芬堡公式：$T_2=T_1\mathrm{ch}(\mu\theta)+\sqrt{T_1^2+(9.8WR)^2}\,\mathrm{sh}(\mu\theta)$ 尤拉公式：$T_2=T_1e^{\mu\theta}$
垂直弯曲牵引	凸曲面		$T_2=[9.8WR/(1+\mu^2)][(1-\mu^2)\sin\theta+2\mu(e^{\mu\theta}-\cos\theta)]+T_1e^{\mu\theta}$ 当 $\theta=\pi/2$ 时，$T_2=[9.8WR/(1+\mu^2)][(1-\mu^2)+2\mu e^{\mu\pi/2}]+T_1e^{\mu\pi/2}$
			$T_2=[9.8WR/(1+\mu^2)][2\mu\sin\theta-(1-\mu^2)(e^{\mu\theta}-\cos\theta)]+T_1e^{\mu\theta}$ 当 $\theta=\pi/2$ 时，$T_2=[9.8WR/(1+\mu^2)][2\mu-(1-\mu^2)e^{\mu\pi/2}]+T_1e^{\mu\theta}$
	凹曲面		$T_2=T_1e^{\mu\theta}-[9.8WR/(1+\mu^2)][(1-\mu^2)\sin\theta+2\mu(e^{\mu\theta}-\cos\theta)]$ 当 $\theta=\pi/2$ 时，$T_2=T_1e^{\mu\pi/2}-[9.8WR/(1+\mu^2)][(1-\mu^2)+2\mu e^{\mu\pi/2}]$
			$T_2=T_1e^{\mu\theta}-[9.8WR/(1+\mu^2)][2\mu\sin\theta-(1-\mu^2)(e^{\mu\theta}-\cos\theta)]$ 当 $\theta=\pi/2$ 时，$T_2=T_1e^{\mu\pi/2}-[9.8WR/(1+\mu^2)][2\mu-(1-\mu^2)e^{\mu\pi/2}]$
倾斜面上垂直牵引	凸曲面		$T_2=T_1e^{\mu\theta}+[9.8WR\sin\alpha/(1+\mu^2)][(1-\mu^2)\sin\theta+2\mu(e^{\mu\theta}-\cos\theta)]$
			$T_2=T_1e^{\mu\theta}+[9.8WR\sin\alpha/(1+\mu^2)][(1-\mu^2)(\cos\theta-e^{\mu\theta})-2\mu\sin\theta]$
	凹曲面		$T_2=T_1e^{\mu\theta}+[9.8WR\sin\alpha/(1+\mu^2)][-(1-\mu^2)\sin\theta+2\mu(\cos\theta-e^{\mu\theta})]$
			$T_2=T_1e^{\mu\theta}-[9.8WR\sin\alpha/(1+\mu^2)][(1+\mu^2)(\cos\theta-e^{\mu\theta})+2\mu\sin\theta]$

在计算作用在电缆上的牵引力时还要考虑克服电缆盘旋转时产生的摩擦力。该摩擦力可近似地认为相当于15m长电缆的重力。

表2 电缆在各种不同物体上牵引时的摩擦系数

接触面	摩擦系数
钢管	0.17～0.19
塑料管	0.4
混凝土管，无润滑剂	0.5～0.7
混凝土管，有润滑剂	0.3～0.4
混凝土管，管内有水	0.2～0.4
滚轮	0.1～0.2
砂	1.5～3.5

重量增加系数 将钢管电缆的三个缆芯拉入钢管时所需的牵引力由于受钢管内径的约束，

要比没有钢管时的大。这种情况可等效地视为电缆重量的增加，并以重量增加系数表示。因此，在按表1计算钢管电缆所受的牵引力或侧压力时，必须乘以表3中所列的重量增加系数。

表3 重量增加系数的计算公式

排列形式	三角形	摇篮形
重量增加系数	$K_1=\dfrac{1}{\sqrt{1-\left(\dfrac{d}{D-d}\right)^2}}$	$K_2=1+\dfrac{4}{3}\left(\dfrac{d}{D-d}\right)^2$

注：D—排管内径；d—电缆外径。

电缆的允许牵引力　通常取电缆受力部分材料抗张强度的1/4左右作为最大允许牵引应力，再乘以受力面积即为最大允许牵引力。

在电缆导体受力时，铜导体的最大允许牵引应力为70MPa，铝导体的为40MPa。对于具有中心油道的自容式充油电缆的导体，其允许牵引力除了按其允许牵引应力和截面计算外，还要求导体在牵引力作用下其油道不能发生永久变形。不论导体截面的大小，不会使油道产生永久变形的最大牵引力为27kN。因此必须取两者中的小者作为最大允许牵引力。

用网套牵引无金属套的塑料电缆时，牵引力作用在外护套和绝缘层上。聚氯乙烯的牵引应力为7MPa，交联聚乙烯的为6MPa，聚乙烯的为4MPa。由于外护层（一般为聚氯乙烯）的截面与绝缘层截面之比较大，此外，塑料不如金属材料那样容易产生永久变形，因此对塑料电缆也有全部采用7MPa作为牵引应力。

当用网套牵引自容式充油电缆时，牵引力全部集中在金属套上。对于有加强层的铅套，其最大允许应力为10MPa。波纹铝套为不使波纹变形，其最大允许牵引应力限制为20MPa。对中低压油浸纸绝缘电缆，由于其铅套较薄而且又无加强层，故不宜只牵引铅套，而应牵引其导体。

侧压力　垂直作用在电缆缆芯上的压力。侧压力主要发生在牵引电缆时的弯曲部分，如电缆线路在转角处的滚轮、弧形滑板或敷设海底电缆时的入水槽处。盘装电缆横置平放或用筒装或圈装的电缆均存在侧压力。

侧压力的计算方法　将钢管电缆的缆芯拉入钢管时，在弯曲部分的侧压力以及牵引其他电缆时在弯曲部分为圆弧形滑板或敷设海底电缆经过圆弧形入水槽处的侧压力的计算公式列于表4。在表4各式中，P为侧压力，N/m；T为牵引力，N；R为弯曲半径，m；K_1为钢管电缆缆芯呈三角形时的重量增加系数，见表3；K_2为钢管电缆缆芯呈摇篮形时的重量增加系数，见表4。

表4 侧压力计算公式

电缆种类	计算公式
钢管电缆（一管三根）	缆芯三角形排列时，$P=\dfrac{TK_1}{2R}$
	缆芯摇篮形排列时，$P=\dfrac{(3K_2-2)T}{3R}$
其他电缆	$P=\dfrac{T}{R}$

如果牵引电缆时，在弯曲部分装有滚轮，则此时的侧压力为

$$P'=Td/R \tag{1}$$

式中P'为侧压力，N；d为各滚轮之间的中心距，m；R为弯曲半径，m；T为牵引力，N。

电缆的允许侧压力　在圆弧形滑板上，为避免压伤塑料外护套，对具有塑料外护套的电缆其允许侧压力一律限制为3kN/m；对钢管电缆，电缆芯的允许侧压力为7kN/m；有钢丝铠装的电缆，其允许侧压力值由电缆制造厂提供。

当敷设路径弯曲部分有滚轮时，对无金属套的挤包绝缘电缆的允许侧压力为1kN；对皱纹铝套电缆的允许侧压力为2kN；对铅套电缆的允许侧压力为0.5kN。

扭力　电缆由直线状态转变为圈形状态时或者由圈形状态转变为直线状态时产生的旋转机械力的总称。扭力又分为扭转力和退扭力两种。虽然两者相等，但都很难计算。

扭转力　直线状态的电缆转变为圈形状态时产生的旋转机械力。如海底电缆制成后进行圈装时即产生扭转力。按圈装时盘绕的方向（顺时针或逆时针）和钢丝铠装的绕向（左向或右向），扭转力可以捻紧钢丝或者松开钢丝使之成鸟笼状。

退扭力　圈形状态的电缆转变为直线状态时释放储存的扭转力能而产生的旋转机械力。如圈装的海底电缆进行敷设时即产生退扭力。如敷设海底电缆时作用在电缆上的张力小于一定限度时，积聚的退扭力能使电缆打结。

电缆的允许扭力　圈装海底电缆时的允许扭力以圈形周长单位长度的扭转角不大于25°/m为限度。敷设圈装海底电缆时退扭力以退扭架的高度不小于圈形内圈周长或外圈直径为限度。

敷设充油电缆时压力箱最低允许油压计算　敷设充油电缆时，为防止侧压力压扁电缆，在敷设路径上的弯曲部分，电缆内部的油压不得低于0.2MPa。当敷设路径有很大高差时，在最高处电缆内部的油压不得低于最低允许工作油压。因此，在这两种情况下要计算与电缆相连接的压力箱内的最低允许油压，其值为敷设路径上弯曲部分或最高处与压力箱之间的高差所决定的静油压与该两处电缆内部所要求的最低压力之代数和。

防止电缆受损的基本计算公式　以下公式符号意义同式(1)。

水平直线牵引力（N）：$T=9.8\mu WL$

水平转弯牵引力（N）：$T_2=T_1e^{\mu\theta}$

斜坡直线上行时牵引力（N）：

$$T=9.8WL(\mu\cos\theta_1+\sin\theta_1)$$

斜坡直线下行时牵引力（N）：

$$T=9.8WL(\mu\cos\theta_1-\sin\theta_1)$$

竖井中垂直上引法牵引力（N）：$T=9.8WL$

转弯角滑动摩擦侧压力（N/m）：$P=\dfrac{T}{R}$

转弯角滚动摩擦侧压力（N/只）：$P=2T\sin\dfrac{\theta}{2}$

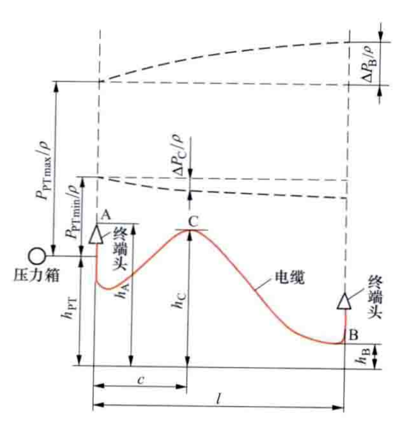
dianlan gongyou zhuangzhi yunxu gongyou yali jisuan

电缆供油装置允许供油压力计算 (calculation of permissible pressure for cable oil feeding equipment)

为使充油电缆的油压保持在允许范围内，根据电缆线路的最大和最小允许工作压力，对电缆线路在环境温度最高的夏季满载时供油装置的最大允许供油压力，和在环境温度最低

的冬季不带电时供油装置的最小允许供油压力的计算。最大和最小允许供油压力，取决于电缆线路的长度、高差、负荷和环境温度等因素。

如图所示为由压力供油箱（见充油电缆供油装置）在一端供油的充油电缆线路最大和最小允许供油压力分布情况。



电缆线路由压力供油箱在一端供油时的压力分布

静态压力计算　在电缆线路的负荷不变时，电缆内部的油压为静态压力。

（1）在夏季满载时压力箱的供油压力最大，线路最低处B点的油压为线路上的最大静油压，此值要小于电缆的最大允许静油压，即

$$\frac{P_{\mathrm{PTmax}}}{\rho\times10^{-2}}+h_{\mathrm{PT}}-h_{\mathrm{B}}\leqslant\frac{P_{\mathrm{CSmax}}}{\rho\times10^{-2}}\qquad(1)$$

式中 P_{PTmax} 为压力箱的最大允许供油压力，MPa；ρ 为电缆油的密度，g/cm^3；h_{PT} 为压力箱上压力表的高程，m；h_{B} 为电缆线路最低点B的高程，m；P_{CSmax} 为电缆的最大允许静油压，MPa。

（2）在冬季电缆线路不带电时，压力箱的供油压力最小，线路最高处（包括终端头）A点的油压为线路上的最小静油压，此值要大于电缆的最小允许静油压，即

$$\frac{P_{\mathrm{PTmin}}}{\rho\times10^{-2}}+h_{\mathrm{PT}}-h_{\mathrm{A}}\geqslant\frac{P_{\mathrm{CSmin}}}{\rho\times10^{-2}}\qquad(2)$$

式中 P_{PTmin} 为压力箱的最小允许供油压力，MPa；h_{A} 为电缆线路最高处A点的高程，m；P_{CSmin} 为电缆的最小允许静油压，MPa；其余符号的意义同式（1）。

暂态压力计算　在电缆线路的负荷变化时，电缆内部的电缆油因膨胀或收缩而产生的油流在油道内分别产生暂态压力升或暂态压力降，两者均简称为暂态压力。在油压变化的暂态过程中，作用在电缆上合成的瞬时压力为暂态发生前的静态压力与暂态压力升之和。

（1）电缆负荷增加时，在电缆线路的最低处B点出现最大瞬时压力不得大于电缆的最大允许瞬时油压。暂态压力升的最大值出现在冬季电缆线路由不带负荷状态突然满载时，但此时B点的静态压力最小。最大静态压力是在夏季满载时，但在夏季接近满载时产生的暂态压力升并不是最大值。因此要正确计算静态压力和暂态压力升两者之和的瞬时压力的最大值是很复杂的，但可按图所示近似地把B点的最大静态压力与最大暂态压力升之和视为最大瞬时压力，于是压力箱的最大允许供油压力应满足

$$\frac{P_{\mathrm{PTmax}}}{\rho\times10^{-2}}+h_{\mathrm{PT}}-h_{\mathrm{B}}+\frac{\Delta P_{\mathrm{B}}}{\rho\times10^{-2}}\leqslant\frac{P_{\mathrm{CTmax}}}{\rho\times10^{-2}}\qquad(3)$$

式中 ΔP_{B} 为电缆线路最低处B点的暂态压力升，MPa；P_{CTmax} 为电缆的最大允许瞬时油压，MPa；其余符号的意义同式（1）。

（2）电缆负荷减少时，在电缆线路的最高处（不包括终端头）C点出现最小瞬时压力，其值为暂态前C点的静态压力与暂态压力降的绝对值之差，不得小于电缆的最小允许瞬时油压。同样，可近似地取电缆线路在冬季时C点的最小静态压力与在冬季出现的最大暂态压力降的绝对值之差视为C点的最小瞬时压力，于是压力箱的最小允许供油压力应满足

$$\frac{P_{\mathrm{PTmin}}}{\rho\times10^{-2}}+h_{\mathrm{PT}}-h_{\mathrm{C}}+\frac{\Delta P_{\mathrm{C}}}{\rho\times10^{-2}}\geqslant\frac{P_{\mathrm{CTmin}}}{\rho\times10^{-2}}\qquad(4)$$

式中 ΔP_{C} 为电缆线路最高处（不包括终端头）C点的暂态压力，MPa；h_{C} 为电缆线路的最高处（不包括终端头）C点的高程，m；P_{CTmin} 为电缆的最小允许瞬时油压，MPa；其余符号的意义同式（1）和式（2）。

在式（3）和式（4）中的暂态压力可按下式计算

$$\Delta P_x=-ab\left(lx-\frac{x^2}{2}\right)\times10^{-4}\qquad(5)$$

式中 ΔP_x 为离供油装置距离为 x 处的电缆内部的暂态压力，MPa；a 为电缆的需油率，cm^3/（s·cm）；b 为电缆油道的阻力系数，g·s/cm^6；l 为供油长度，m。

对如图所示的只在一端供油的线路，供油长度等于电缆线路的长度。当 $x=l$ 时，可求得B点暂态压力升 ΔP_{B} 为

$$\Delta P_{\mathrm{B}}=-\frac{1}{2}abl^2\times10^{-4}\text{，MPa}\qquad(6)$$

当 $x=c$，得C点的暂态压力降 ΔP_{C} 为

$$\Delta P_{\mathrm{C}}=-ab\left(lx-\frac{c^2}{2}\right)\times10^{-4}\text{，MPa}\qquad(7)$$

在计算 ΔP_{B} 和 ΔP_{C} 时，a 和 b 的值应分别取电缆在增加负荷和减小负荷时 a 与 b 乘积的最大值，即 $(ab)_{\max}$。

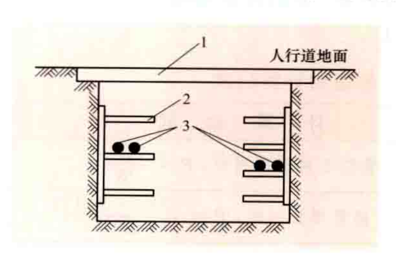
压力箱的最大和最小供油压力必须同时满足式（1）～式（4），据此就可确定压力箱的最大和最小允许供油压力。

dianlangou fushe

电缆沟敷设

电缆沟敷设　（cable trench laying）　将电缆敷设在预先制成的电缆沟中的一种电缆安装方式。适用于地面载重负荷较轻的电缆线路路径，如人行道、工厂内的场地等。

电缆沟一般采用混凝土或砖砌结构，其顶部用盖板覆盖。电缆沟有齿口，盖板长度与齿口相吻合，不宜有过大间隙。盖板顶面和地面齐平，便于开启，也防止盖板与地面高低不平和雨水进入电缆沟。根据所敷设电缆的数量不同，可以将电缆单层搁置在电缆沟底，也可以将电缆分层搁置在电缆沟的支架上，大部分使用后一种形式。分层搁置的电缆留有纵向及横向间距。电缆支架可根据敷设电缆的数量装在电缆沟的单侧或两侧。两侧支架之间或支架与电缆沟侧壁（单侧支架）之间留有一定宽度的通道，如图所示。有的电缆沟内，为了防火还填有黄沙。



电缆沟结构示意图

1—盖板；2—支架；3—电缆

电缆沟敷设的优点类似于电缆排管敷设，且不需要人井，减少了投资。缺点是盖板承压强度较差，不能使用在车行道上，且电缆沟离地面太近，降低了电缆线路的载流量。

电缆沟敷设早先用在发电厂及变电站内。英国曾利用街

道电缆沟的电缆热量，融化人行道上的积雪。20 世纪 70 年代，中国也开始少量使用人行道电缆沟，并且在发电厂内及变电站周围建造一定深度的电缆沟，便于电缆进出线路的敷设施工。

dianlan guzhang

电缆故障 (cable fault) 电缆在预防性试验时发生绝缘击穿或在运行中因绝缘击穿、导线烧断等而迫使电缆线路停止供电的故障。电缆故障按其故障部位不同可分为电缆本体故障、电缆中间接头故障、电缆终端故障三部分。

电缆本体故障除了外力破坏的原因外，一般是由于电缆在制造时设计不良、用料不当或工艺缺陷使用条件不良所致，如绝缘老化，接触不良，充油电缆金属套漏油和橡塑电缆出现气泡、水树枝、电树枝等。电缆接头和电缆终端的故障主要由于电缆附件的设计缺陷、施工安装质量不良或运行维护工作不当所致，如电缆接头和电缆终端的浸潮、金属护套的腐蚀、电缆附件内的污闪或接点的接触不良等。对于发展中的城市来说，电缆故障以外力损坏最为常见（见电缆线路外力破坏防护）。

电缆运行人员需对每一次电缆故障进行认真分析。故障分析需要从多方面来进行，其中以对故障实物的剖析最为重要，如果看不到故障实物，或是变动了故障实物的原状，都会影响到分析的正确性，甚至根本无法分析故障原因。因此，故障实物的保存并及时分析十分重要。对于在检修中易被破坏现状的故障，通常是在现场进行调查分析。如果是电缆本体故障，则应完整地将附近一段电缆取下剖析，并将典型的故障实物收集起来加以保存或拍照保存，现场条件允许可多留取故障段电缆本体，用于进行电缆局部放电试验、理化试验、电缆绝缘切片试验，试验结果有助于进一步深入研究故障原因、制订反事故措施，并作为培训等的参考资料。

dianlan guzhang cexun

电缆故障测寻 (cable fault detection and location) 利用测试仪器设备测试并寻找电缆故障点的方法。测定电缆故障点前先要确定故障的性质，选用最佳的初测法确定故障区段后，再用精测定点法证实故障点的位置。充油电缆的漏油和充气电缆的漏气属于金属套的缺陷，一般常用流量法来确定。

故障定性 用仪表测量电缆绝缘变化程度和导体是否连续，以确定故障性质是绝缘损坏还是导体断线故障。电缆绝缘的变化有一相、两相、三相和相间之分，同时又有高阻、低阻、金属性接地的差别，少数也呈现封闭性故障（闪络故障）。导体的连续性可分为一相断线、两相断线和三相全部断线等情况。通常电缆故障主要是绝缘的损坏，但也有同时烧断导体的现象。只有确定了故障性质后，才能选用合适的初测法和精测定点法。

初测法 按故障性质不同，选用合适的仪表，利用电缆线路技术资料测量并计算出故障点离测试点的距离和故障点的路径位置。初测法主要有回路电桥平衡法、低压脉冲反射法和直闪法三种。

回路电桥平衡法 简称电桥法，是利用故障电缆的长度与电阻成线性的关系，将直流电桥改接成便于测量电缆一相或两相低阻抗接地的方法。电桥法原理示意图如图 1 所示。接地电阻值的范围依电桥的使用电压和检流计的灵敏度而定，一般小于 100kΩ。当接地电阻值很大时，电桥电源的很大一部分电压将降落在该接地电阻上而使检流计灵敏度下降，致使测量误差增加。为了扩大电桥法的应用范围，可以提高检流计的灵敏度和升高电桥电源电压，但这两种措施都是有限度的。提高检流计灵敏度的办法可在检流计前加装直流放大器，但放大器的增益过高会产生严重的零点漂移现象而导致电桥无法平衡。升高电桥电源的电压需要相应增加桥体对地的绝缘强度和采取保护操作人员的安全措施，当电源电压升高到一定值时，故障电阻通常表现为不稳定的状态，如果接地电阻突然下降为零，高压就会全部加在电桥上而使检流计烧毁。

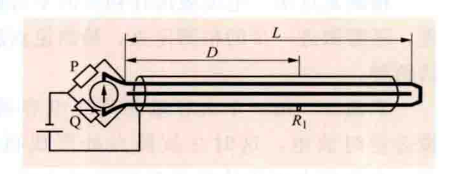


图 1 电桥法原理示意图

电桥法的特点和要求是：①只适用于测量电缆线路中的单点故障，如果线路中同时存在几个故障点，就不能应用；②电缆线路另一端的跨接线越短越好，其截面积应接近电缆导体的截面积，并紧固连接，使其接触电阻接近于零；③提高试验电压测试高电阻接地故障时，必须特别注意安全问题。

用故障烧穿装置将闪络性故障转化为接地故障后，需立即用电桥法测量，以免绝缘恢复使故障点重新封闭。同时不要把故障的接地电阻烧得太低，以免用精测定点法时带来音量过小的困难。

低压脉冲反射法 简称脉冲法，是利用脉冲信号在电缆线路中传播时遇到波阻抗不匹配点（如断线、短路和接地故障）产生电磁波反射的原理，由示波器上测得脉冲波反射时间和电缆波速，确定电缆故障点的距离。脉冲法的接线示意图如图 2 所示。通常电缆线路中的阻抗不匹配点，除了导体断线（开路）、短路和接地故障外，在电缆接头和电缆穿过金属管道等处也都是阻抗不均匀点，同样会产生波的反射，测试时必须仔细辨别。尤其是当接地电阻值大于电缆波阻抗的 2～3 倍以上时，反射波幅值很小，更难以辨别故障点。脉冲法最适用于测寻断线故障，同时也适用于测寻接地电阻小于 100Ω 的电缆故障。数字式电缆故障测试仪可将故障点距离用五位数码管显示的数字直接读出，其原理是利用输入电缆的发送脉冲及其遇到故障点发生反射所形成的反射脉冲控制电子计时开关，利用运算器将所测得的时间与电缆中信号传播的速度按一定的函数关系进行运算，最终从数码管上可直接读出以米为单位的故障点距离值。

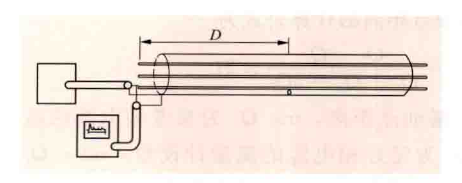


图 2 脉冲法接线示意图

直闪法 在电缆故障相上施加直流高压或冲击高压使故障点绝缘瞬时击穿，利用击穿放电时的电波来回反射的时间及电波在电缆中的传播速度，可求得故障点距离。闪测仪可分为数字直读式和示波器式两种。用闪测仪测故障时不需事

先将高阻接地烧穿，故本方法被广泛采用。

精测定点法 电缆故障在初测时不可避免地存在测量误差，还需做进一步的精测定点。精测定点法有声测法和感应法两种。

声测法 用一个大容量的高压电容器充电后对故障电缆芯定时放电，这时在故障点处形成机械振动和放电声音。在地面上可用传感器接收这种音响。根据初测区段放电声的音量大小，音量最大的即是故障点的精确位置。声测法只适用于低电阻接地的电缆故障，对金属性接地的故障效果不佳。

感应法 在故障电缆芯上输入一个音频信号，由于电缆线芯的扭绞效应，在电缆故障点前接收到的时起时伏的感应信号比在电缆故障点后接收到的感应信号幅度要强得多，从而找出故障点。感应法适用于金属性接地故障和相间短路故障。

漏油点测寻 用浮子式流量计接在压力箱和电缆油管路之间，测量充油电缆微量渗油的变化，以此确定漏油点的位置。漏油点测寻法主要有冷冻分段法和油流法两种。

冷冻分段法 用保温良好的液氮盒临时装在电缆线路全长的中间点，盒中灌注液氮后，约 1h，观察浮子式流量计有否读数。如果仍有油流量，肯定漏油点在液氮盒的前一段。再在电缆线路全长 1/4 处或油路分段的漏油段，临时装上液氮盒，继续观察油流量，直到分段发现漏油点为止。冷冻分段法虽较费时，但较实用，不过在取下液氮盒时，要求有足够的解冻时间，防止电缆外护层处在低温时脆裂损坏。

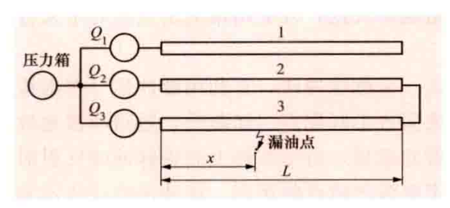


图 3 油流法测量充油电缆漏油点原理示意图

油流法 在同一只压力箱的油压下利用漏油点的距离和油流量成线性关系的原理计算出漏油点距离的方法。油流法的原理示意如图 3 所示，漏油点距离的计算公式为

$$x = \frac{Q_2 - Q_1}{Q_2 + Q_3 - 2Q_1} \times 2L$$

式中 x 为测试点至漏油点距离，m；Q_1 为参考相电缆的流量计读数，mL；Q_2 为完好相电缆的流量计读数，mL；Q_3 为漏油相电缆的流量计读数，mL；L 为电缆线路全长，m。

漏气点测寻 采用气体流向指示器测寻充气电缆漏气点，因为气体总是向漏气点流动，这样就可找到漏气的线段。漏气线段确定后，可以进一步寻找漏气点。测寻方法有流量法、压力法、示踪气体法、声测法等。

dianlan guzhang xiuli

电缆故障修理 (cable fault repair)

电缆线路发生故障后，通过测寻找到故障点，按故障情况采取相应的修理措施。电缆线路发生故障后通常立即抢修，以避免水分侵入电缆内而扩大修理范围。修理措施可分为橡塑电缆故障修理、油浸纸绝缘电缆故障修理、充油电缆故障修理和护层绝缘故障修理四类。修理结束后，应参照 GB 50150—2006《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》的规定进行试验，核对相位，并经验收合格。故障处理后，需认真填写故障记录、修复记录、试验报告，以及更改有关线路的台账信息和图纸资料。如果故障的原因未能在现场分析清楚，可携回故障实物，进行解剖分析和试验分析，进一步分析故障原因。

橡塑电缆故障修理 橡塑电缆的绝缘虽然水分渗透很慢，但故障点的导体由于绞线间的空隙具有毛细管作用，也能吸进大量来自故障点周围的水分，而含有水分的导体容易诱发交联聚乙烯绝缘的水树枝放电。修理的措施是锯除故障部位，临时装上带有阀门的密封套头，接上真空泵，在电缆线路的另一端再接上干燥高压氮气瓶，使干燥氮气在压力差下带走侵入导体内的水分，直至水分被全部排除为止。最后换上同规格的电缆，安装新的电缆接头或电缆终端。

油浸纸绝缘电缆故障修理 油浸纸绝缘电缆中的绝缘纸能很快吸收来自故障点周围的水分，修理时，在锯除电缆线路损坏部位后，常需采取逐步割除的方法检查两侧电缆的油浸纸绝缘是否有水分浸入，直至全部清除为止。检查的具体方法是将逐层剥下的绝缘纸浸入约 150℃电缆油内观察，含有潮气的绝缘纸在热油中将产生泡沫并有声响。割除全部损坏部位后，换上同规格的电缆，安装新的电缆接头或电缆终端，修理工作即告结束。

充油电缆故障修理 充油电缆线路故障后，在两侧尽快接上临时压力箱，保持稍大于大气压力的油压，然后锯除或修理故障部位。对已经失去油压或因电缆油的大量流失无法保持油压稍大于大气压力的电缆故障，应采取和油浸纸绝缘电缆一样的修理措施，逐段锯除，检查绝缘中是否含有浸入水分，直至水分被全部清除为止。最后再换上同规格的电缆，安装新的电缆接头或终端。(见充油电缆安装)

护层绝缘故障修理 对护层有绝缘要求的电缆线路，在测得准确的故障位置后，可以用与护层同样材料的补钉块以塑料焊枪热风吹焊或用自粘结橡胶带紧密包扎。损坏较多的护层也可套上热缩管后，加热收缩。修补过的护层需再做护层直流耐压试验或接地电阻试验。

dianlan guodu jietou

电缆过渡接头 (transition cable joint)

实现两种不同型号的电缆相互连接的电缆接头。两种绝缘材料相同而型号不同的电缆的电缆过渡接头，相似于电缆直线接头，不同绝缘材料的电缆的电缆过渡接头相似于电缆塞止接头。在老的电缆线路需要延长或改道又不能取得同样结构的电缆时，电缆过渡接头常是工程的关键部件。但由于电缆过渡接头连接电缆的种类各异，而需求数量又不多，因此无定型的结构，通常是在需要时临时设计制作。

导体连接 绝缘材料相同的电缆的导体可以按电缆直线接头常规的方法连接，绝缘材料不同的电缆的导体用堵油连接管或电缆塞止接头的方法连接，导体材料不同的电缆的导体连接用铜铝过渡接管或镀锡铜接管的方法连接。

绝缘恢复 用电缆过渡接头实现挤包绝缘电缆与油浸纸绝缘电缆的连接时，连接前需将任一侧电缆作防油处理，如采用耐油热收缩管或用耐油橡胶带紧密绕包。用电缆过渡接头实现挤包绝缘电缆与充油电缆连接时，用与电缆塞止接头相似的环氧树脂套管，也可分成双腔或三腔

式。用三腔式电缆过渡接头时，中腔和充油电缆侧的油腔连通，在挤包绝缘电缆腔另装设填充剂补偿器，也可以在工厂内制作干式的双腔环氧树脂套管过渡接头，内置电极电气连通、两侧隔断油路，现场制作电缆终端插入，完成电缆过渡连接。

接头壳体　用电缆过渡接头实现分铅型电缆与统包屏蔽型电缆连接时，接头壳体相似于分支匣，即壳体的一侧为单孔用于屏蔽型电缆，另一侧为三孔用于分铅型电缆。其他电缆过渡接头的壳体与电缆直线接头壳体相同。

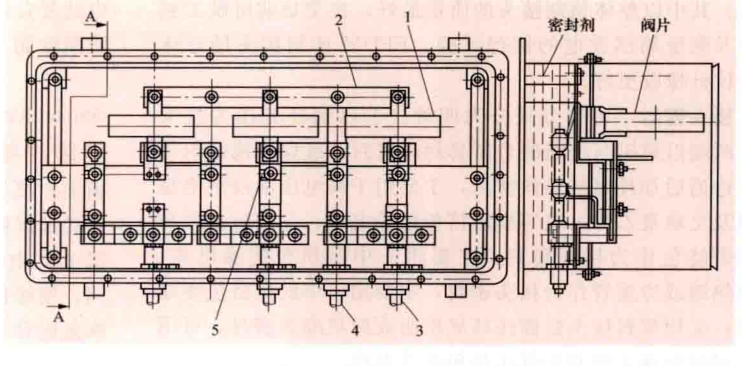


图 2　护层保护器及交叉互联换位箱

1—护层保护器；2—接地排；3—同轴引线；4—接地引出线；5—换位线

dianlan huceng baohuqi

电缆护层保护器　(sheath voltage limiter, SVL)

防止电缆外护层在冲击过电压作用下损坏的一种金属氧化物避雷器，又称金属屏蔽层电压限制器。护层保护器由金属氧化物（一般为氧化锌）阀片、金属电极和外绝缘组成，阀片封装于硅橡胶或瓷壳外绝缘体内，金属电极一端通过引线连接电缆金属护套、另一端直接接地，外绝缘起到防潮、绝缘的作用以适应户外或潮湿环境。电缆护层保护器通常安装在电缆线路交叉互联箱和非直接接地箱内。

电力工程电缆设计一般规定，电缆线路运行时金属护套的正常感应电压不得大于 300V，所以在正常工作条件下电缆护层保护器呈高电阻状态，以保证电缆在金属套单点或交叉互联接地的状态下工作。当雷电冲击过电压或操作过电压波进入电缆时，电缆金属套上出现很高的冲击过电压，这时保护器的非线性特性起作用呈现低阻导通状态，使过电流经保护器流入大地，过电压下降至保护器的残压值，此电压值应低于电缆外护层的基准冲击耐压水平（BIL）值，这样保护器起到了保护电缆外护层的作用；一旦电缆线路出现短路故障，电缆金属套上感应较高的工频过电压，工频过电压一般不会直接危及电缆外护层绝缘和接头绝缘隔板的绝缘，但保护器应具有较高的工频过电压耐受能力，在超过外护套绝缘水平时可靠动作。

单芯电缆的金属护套，在短线路中采用金属套单端接地，在稍长线路中采用中间一点接地，在长线路中采用交叉互联接线。（见电缆线路设计）在单端接地线路的非接地端和交叉互联线路的换位点要装设护层保护器以防护外护层和绝缘接头中间绝缘隔板两侧过电压。交叉互联换位箱与绝缘接头的接线如图 1 所示，护层保护器在交叉互联换位箱内的装设如图 2 所示。

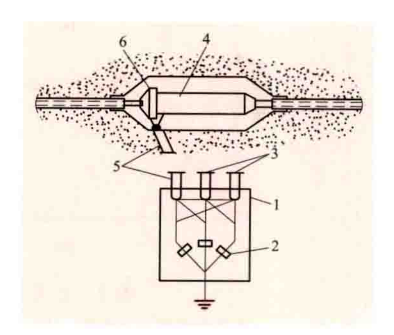


图 1　电缆绝缘接头和交叉互联换位箱护层保护器接线图

1—换位箱；2—护层保护器；3—至其他绝缘接头的引线；4—绝缘接头外壳；5—同轴引线；6—绝缘接头夹板

电缆护层保护器应将电缆线路接地位置的电位钳制在允许的接地电位范围内，并应具备的特性是：①护层保护器通过最大冲击电流时的残压乘以 1.4 后应低于电缆外护层绝缘的冲击耐压值；②护层保护器在最大工频电压作用下能承受 5s 而不损坏；③护层保护器应能通过最大冲击电流累计 20 次而不损坏。

dianlan jietou

电缆接头　(cable splice; cable joint)

连接两根电缆形成连续电路的电缆附件。有些电缆接头还同时具有其他功能。电缆接头按使用的功能可分为电缆直线接头、电缆绝缘接头、电缆塞止接头、电缆过渡接头、电缆分支接头、电缆软接头等。对电缆接头的基本要求是：①导体连接，即把电缆的主要组成部分，如导体、导体屏蔽层、绝缘层、绝缘屏蔽层、金属套、铠装层、外护层等都要连接起来，电缆导体在连接处应有良好的导电性能和机械性能；②接头绝缘，即具有与电缆本身相同的短路容量、绝缘强度和防潮性能；③接头密封，即密封套应具有防腐蚀性能。

导体连接　电缆的导体之间通常用相当于导体外径四倍长的连接管连接，连接管的截面积宜为导体截面积的 1.2～1.5 倍。高压、超高压电缆接头的接管外通过加装金属电极并与接管连通，用于均衡导体外电场。

所有导体连接都要求连接管长度内的电阻不大于同长度导体电阻，且抗张强度一般不低于导体的 50%。（见电缆导体连接）

接头绝缘　导体连接管外径大于导体直径，接头内的复合绝缘厚度和电缆绝缘厚度不同，这就使得接头产生了轴向应力，因此除低电压电缆接头外，高电压电缆接头都需考虑绝缘设计，包括电缆应力锥、反应力锥及两种绝缘介质界面的滑闪距离等。电缆接头的绝缘设计按电缆的结构不同可分为油浸纸绝缘电缆接头和挤包绝缘电缆接头的绝缘设计。

油浸纸绝缘电缆接头绝缘　用绝缘带或纸卷绕包在导体连接管外面作为主要绝缘，填充电缆油或电缆胶作为辅助绝缘。在导体连接处的绕包厚度一般为电缆绝缘厚度的 2 倍。

挤包绝缘电缆接头绝缘　有七种绝缘结构：①用自粘结橡胶带绕包；②用热缩型交联聚乙烯管加热收缩而成；③用聚合物制成的冷缩接头；④用辐照过的聚乙烯带绕包后加温加压成型；⑤用可交联聚乙烯电缆料经注射法加温加压模塑而成；⑥部分环氧树脂部件在工厂内预制的组装式预制接头；⑦用硅橡胶或三元乙丙橡胶（EPDM）制成的整体预制

接头。其中以整体预制接头的质量最好，在交货前可做工频耐压及测量局部放电的例行试验。EPDM 预制接头的总体性能比硅橡胶更好。

接头密封 密封方式分为四种：①以铜外壳作为接头盒，两端以封铅与电缆的金属套封焊密封，或焊接铜编织带电气连通后加环氧玻璃丝密封，主要用于高电压油浸纸绝缘电缆及交联聚乙烯电缆等高压挤包绝缘电缆；②用防水带和铠装带绕包作为接头密封，主要用于中压挤包绝缘电缆；③用热缩或冷缩管作为接头密封，主要用于中低压挤包绝缘电缆；④用塑料接头盒灌注环氧树脂或聚氨酯等密封，可用于油浸纸绝缘电缆和中低压挤包绝缘电缆。

dianlan jinshu hutao

电缆金属护套

(metallic sheath of cable) 包覆在电缆芯外面保护电缆免受水分及其他有害物质浸入和机械损伤的金属保护覆盖层。它具有完全的不透水性，被广泛用于油浸纸绝缘电缆、高压挤包绝缘电缆、充油电缆和海底电缆等。电缆金属护套常用的有铅金属套、铝金属套及金属与非金属组合护套。

铅金属套 用铅合金材料制造，常用的铅合金有铅锑铜合金，其成分为 0.4%～0.8%的锑，0.02%～0.06%的铜，余量为铅。还有铅锡锑铜合金，其成分为 0.2%～0.4%的锡，0.4%～0.6%的锑和 0.02%～0.06%的铜，余量为铅。另外，也可以采用与上述两种铅合金性能同等或更好的其他铅合金。对于自容式充油电缆铅金属套的合金，一种成分为 0.4%～0.8%的锑，0.08%以下的铜，余量为铅；另一种成分为 0.04%～0.10%的碲，0.12%～0.20%的砷，0.10%～0.18%的锡和 0.06%～0.14%的铋，余量为铅。而且根据电缆的工作油压不同，在铅金属套外需用非磁性金属带进行径向加固或进行径向、纵向加固。

铝金属套 用一号铝（Al-1）以上的材料制造，即材料含铝量应不小于 99.5%。通常采用的是更高纯度的铝，如特一号铝（Al-00），其含铝量在 99.7%以上。铝金属套的蠕变性和疲劳龟裂性比铅金属套要小得多，机械强度要高得多，敷设在振动场所不需要防震装置。铝金属套可以在承受 1.5MPa 的内压力下正常工作，不需要径向或纵向加固，因而外护层结构可以简化。铝金属套电缆重量轻，一般只有铅金属套电缆重量的 30%～70%。铝金属套的缺点是柔软性比铅金属套差，一般对直径在 40mm 以上的电缆，宜采用皱纹铝金属套来提高其柔软性。另外，铝金属套的耐腐蚀性比铅金属套的差，而且其焊接工艺比铅金属套压铅工艺复杂。

金属与非金属组合护套 也称综合护套或简易金属护套，由薄金属带和聚乙烯护套组成，它既有挤包绝缘电缆柔软轻便特点，又具备金属带隔潮作用。主要有铝-钢-聚乙烯、铝-聚乙烯和铝-聚乙烯粘结三类。其中，铝-钢-聚乙烯综合护套是综合护套中机械强度最高、屏蔽性能和密封性能较好的一种，但工艺设备较复杂，因此其使用受到一定限制。铝-聚乙烯综合护套中的铝带存在一条并不密封的直缝，这种结构的防水效果比聚乙烯套的无多大提高，已被铝-聚乙烯粘结综合护套所替代。铝-聚乙烯粘结组合护套主要用于挤包绝缘电缆。该类护套是在绝缘芯上纵包铝带，依靠挤出聚乙烯外护套时的较高温度和压力使聚乙烯与铝带复合，由此复合铝带的搭缝紧密，并借粘结剂粘结形成一体以提高防潮性能。也有采用裙边焊接薄铝护套的工艺。

dianlan jueyuan jietou

电缆绝缘接头

(cable insulating joint) 用绝缘隔板夹在接头壳体中间，使电缆接头两侧的金属套、绝缘屏蔽及接地屏蔽在电气上断开以及壳体对地绝缘的电缆接头（见图 1）。电缆绝缘接头和电缆直线接头的设计和材料基本相同，绝缘接头的导体连接和绝缘恢复同直线接头，绝缘屏蔽恢复时使用带绝缘隔断的橡胶预制件或绕包绝缘纸卷隔开，接头壳体两侧之间加装绝缘隔板并装设两侧金属屏蔽的引出装置。为便于运行和检修以及日后线路延长，实际使用中常将电缆绝缘接头两侧壳体用导线短接，代替直线接头。交叉互联和中间一点接地的电缆线路中安装绝缘接头，用于限制电缆线路金属套感应电压，但需要加装配套设备。

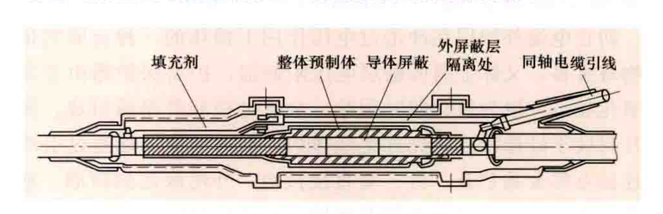


图 1 电缆绝缘接头

用途 电缆绝缘接头用在单芯电缆金属套交叉互联和中间一点接地的电缆线路中。

交叉互联 在较长的电缆线路中，依次将一相绝缘接头一侧的金属套和另一相绝缘接头的另一侧金属套相互连接的方法，如图 2 (a) 所示。第Ⅰ段 A 相金属套的感应电压与第Ⅱ段 B 相金属套和第Ⅲ段 C 相金属套的感应电压的相角相互间差了 120°，它们的合成电压接近于零，避免了增加线路损耗的金属套循环电流，沿线电压分布情况如图2 (b) 所示。

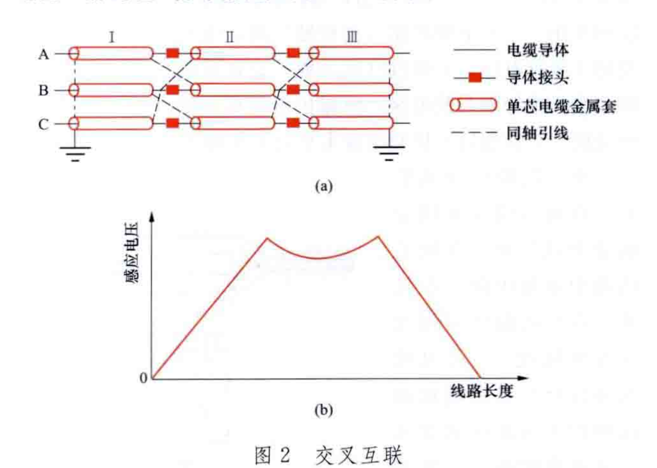


图 2 交叉互联

(a) 交叉互联接法示意图；(b) 沿线感应电压分布曲线

用电缆绝缘接头和金属套交叉互联的方法，可以提高电缆线路的输送容量（对铅套电缆线路可提高 15%～50%，对铝套电缆线路可提高 25%～80%）。但由于电缆绝缘接头结构比较复杂和需要增加交叉互联换位箱、同轴引线和护层保护器等费用，一般认为导体截面大于 630mm^2 时才经济适用。（见电缆线路设计）

中间一点接地 在稍长的电缆线路中，一端接地不能满

足感应电压规定时，可采用线路中间一点接地方式。并在系统发生单相接地故障对邻近弱电线路有干扰时，沿电缆线路平行敷设一根回流线。

作用 用于限制电缆线路金属套感应电压。单芯电缆组成的电缆线路，在金属套上都感应有纵向电动势，电力工程电缆设计一般规定：①未采取能有效防止人员任意接触金属层的安全措施时不得大于50V；②除上述情况外，不得大于300V。如将线路两侧的金属套接地，纵向电动势短路后形成循环电流，这不仅增加了线路损耗，且减少了电缆的输送容量。如只将线路的一侧金属套接地，则另一侧的金属套对地电压，既对人身不安全，又对设备有危害。绝缘接头将全长电缆线路金属套分割成多段，使每段的感应电压限制在不影响人身和设备的安全值内。

配套设备 包括护层保护器、同轴引线或回流线。

护层保护器 见电缆护层保护器。

同轴引线 内、外双芯成同心圆形导体并各有绝缘的一种同轴电缆。用作绝缘接头和交叉互联箱间的连接线。采用同轴结构的目的是为了减少引线的波阻抗。同轴引线的内芯连接绝缘接头隔板一侧的壳体，外芯连接隔板的另一侧壳体。同轴引线的长度应尽可能短，并且其绝缘水平不得低于电缆外护套。连接线截面应满足系统单相接地电流通过时的热稳定要求，通常采用300、240、120mm²。

回流线 沿电缆线路平行敷设并两端接地的低阻抗单芯绝缘导线。接地故障时，回流线上的感应电压形成以大地为回路的逆向接地电流，抵消导体中的大部分故障电流磁通，使得邻近通信、信号电缆上感应电压明显降低。

dianlan paiguan fushe

电缆排管敷设 (cable duct bank laying)

将电缆敷设在预先埋设于地下的管子中的一种电缆安装方式。通常用于交通频繁、城市地下走廊较为拥挤的地段。将电缆线路的路径开挖至设计的深度和宽度后，先在沟底浇注混凝土基础，再将分层组合的塑料管或石棉水泥管放在基础上，而后用混凝土填满管间的孔隙，待混凝土坚硬后恢复路面，如图1所示。排管每达到一定长度后，设置一座人井，两座人井间的距离决定于敷设电缆时的允许牵引长度和地形。

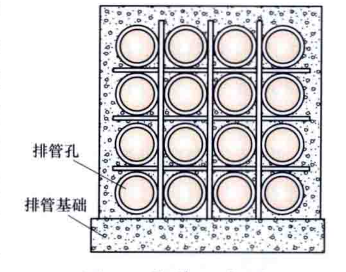


图1 排管示意图

人井作用于牵引电缆（见图2）进入排管的施工场所，兼作电缆接头放置和安装场所。人井由于受到上面道路车辆的荷重和冲击，采用钢筋混凝土浇注制成。人井的出入孔由于使用频繁，常用铸铁做成盖和座，现也采用再生塑料制成井盖。人井顶端设置两个出入孔，以便施工时作为进出风口，使井内空气流通。

电力电缆线路用排管敷设受到机械损坏的可能性减少，因此电缆不需要铠装，但在牵引电缆时由于金属套与排管内壁摩擦，容易被损坏，故在制造时通常增加了金属套的厚度，国际上还将这种电缆称作排管电缆。

排管敷设（见图3）的优点是土建工程一次完成，其后在同途径陆续敷设电缆，不必重复开挖道路，此外不易受到外力机械损坏。缺点是土建工程投资较大，工期较长，而且如果排管中的电缆故障，需要更换两相邻人井间的整根电缆。


图2 牵引电缆排管敷设


图3 电缆排管敷设

20世纪20年代，日本、美国相继采用排管敷设电缆线路。中国从30年代也开始采用排管敷设，由于排管土建工期较长，70年代后逐步发展了预制式的排管和人井。有的排管采用高强度塑料管，省却了混凝土浇注工序。有的人井用混凝土预制件现场组装构成。

dianlan pingbi xishu

电缆屏蔽系数 (cable screening factor)

在采取磁屏蔽措施后，电力电缆线路由于导体电流所产生的磁通对邻近平行管线所感应的电压值与未采取措施时所感应的电压值之比。估算和测量电缆屏蔽系数是为了研究邻近平行管线是否要采取必要的防护措施，如增大平行间距、加装保护器等。不少国家规定在敷设电缆线路前，需提出相应的屏蔽计算申请报告，其中电缆屏蔽系数是重要的参数之一。

电力电缆屏蔽系数 电力电缆的负荷电流形成的合成磁通对外界影响并不大，危害较大的情况是导体通过故障电流，最显著的是单相接地故障。因此，采取磁屏蔽措施主要是使导体通过单相接地故障电流时对邻近管线的影响最小。由于采用的磁屏蔽措施不同，因此电缆线路的屏蔽系数也不相同。常用的是逆向磁通措施，如单芯电缆的金属套在电缆线路两侧互联接地或金属套采用交叉互联，采用这种措施时的电缆屏蔽系数为

$$K_c = 1 - \frac{Z_m}{Z_s} = \frac{R + R_s}{R + R_g + R_s + j\omega L_s} \tag{1}$$

式中 Z_m 为电缆导体和金属套各以大地作回路的互感阻抗；Z_s 为电缆金属套以大地作回路的自感阻抗；R 为电缆线路两侧接

地电阻之和；R_g 为大地电阻；R_s 为三相电缆金属套并联电阻；ω 为角频率；L_s 为电缆金属套以大地作回路的自感。

从式（1）中可知，电缆线路中不同的 R_s、L_s、R 值都会使 K_c 变化，因此屏蔽系数不是一个定值。用铝作金属套的电缆比用铅的屏蔽系数小，屏蔽效果好，因为铝的电阻率比铅的电阻率小一个数量级。

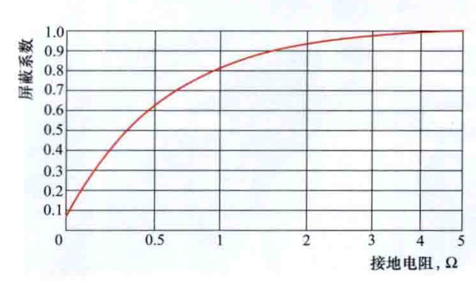
$R=0$ 时的 K_c 称作理想屏蔽系数，因为接地电阻包括接地极电阻和接触电阻，总是大于零，通常是屏蔽系数不能减小的主要因素。图示为屏蔽系数与接地电阻的关系。

通信电缆屏蔽系数　通信电缆的金属套与电力电缆的金属套相似，一般在两侧均接地，其屏蔽系数为

$$K_t = \frac{R + R_t}{R + R_g + R_t + j\omega L_t} \tag{2}$$

式中 R 为通信电缆线路两侧接地电阻之和；R_t 为通信电缆金属套电阻；R_g 为大地电阻；L_t 为通信电缆金属套以大地作回路的自感。

城市屏蔽系数　城市中的地下管线除了电力电缆和通信电缆的金属套外，其他平行管道如金属水管、煤气管等都感应了纵向电动势，由于这些管道都是接地的，因而也转变成逆向电流，产生了逆向磁通，起到屏蔽效果。城市屏蔽系数为



屏蔽系数与接地电阻的关系

$$K_0 = \left| 1 - \frac{Z_{1s} Z_{2s}}{Z_s Z_{12}} \right| \tag{3}$$

式中 Z_{1s} 为电力电缆与平行管道以大地作回路的互感阻抗；Z_{2s} 为通信电缆与平行管道以大地作回路的互感阻抗；Z_s 为平行管道以大地作回路的自感阻抗；Z_{12} 为电力电缆与通信电缆以大地作回路的互感阻抗。

城市中的地下管道错综复杂，计算前需先将各个平行管线的相对位置、结构尺寸、磁导率精确绘制，然后用计算机求取。

综合屏蔽系数　通信电缆屏蔽系数 K_t 与城市屏蔽系数 K_0 的乘积称作综合屏蔽系数。通常计算城市屏蔽系数较困难，也可用实测到的通信电缆感应电压 U_m 和没有平行管道以理论计算得到的通信电缆感应电压 U_c 相比，得出综合屏蔽系数

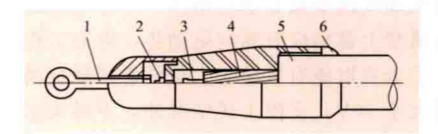
$$K = \frac{U_m}{U_c} \tag{4}$$

新安装的电力电缆线路在计算对通信电缆线路的危险电压时，可将电力电缆屏蔽系数 K_c 和综合屏蔽系数 K 相乘，再乘以 U_c，即可得出准确的通信电缆中的干扰电压。

dianlan qianyinduan

电缆牵引端

（cable pulling eye）　装在电缆首端作牵引电缆用的一种金具。它将牵引钢丝绳上的拉力，传递给电缆的导体和金属套。电缆牵引端要能承受电缆敷设时的拉力，安装后要具有与电缆金属套相同的良好密封性能，防止水分渗入而影响电缆的绝缘性能。由于电缆型式结构不同，牵引端的设计和式样也不尽相同，如图所示为一种单芯自容式充油电缆用的电缆牵引端。因为充油电缆在敷设时始终要保持内部油压，故其牵引端装有油嘴，便于电缆牵引完毕后与临时压力箱相连。



单芯自容式充油电缆的牵引端
1—牵引梗；2—油嘴；3—倒刺钢塞；4—导体；5—牵引端本体；6—铅封

高压电缆敷设牵引时必须安装牵引端，同一型式的电缆，如果导体截面积不同，牵引端则不能通用。高压电缆牵引端一般由制造厂设计并在电缆出厂前装上，如果制造厂未装或施工中分盘敷设时，应在现场安装。35kV 及以下电缆机械牵引时应在施工现场自行安装牵引端。自行设计的牵引端安装，要通过牵引力计算，并经拉力试验合格后才能使用。

挤包绝缘电缆牵引端的结构可比充油电缆的要简单一些，基本要求是一致的。高压电缆的牵引端本体与导体的连接可用压接或锡焊方法连接；35kV 及以下电缆牵引端本体与导体的连接可用倒锥形帽罩套入导体，利用钢衬管胀开导体，使之与锥形帽罩套内壁卡紧，在锥形帽罩上再加入“O”形密封圈，拧紧帽盖，将拉环环套套进锥形帽罩，拧紧固定螺钉。

有些牵引端有退扭作用，即拉环可以转动。拉环不能转动的牵引端需和防捻器（见电缆安装机具）串联使用，以防牵引钢丝绳受张力后旋转弹跳。

dianlan ruanjietou

电缆软接头

（soft joint；flexible joint）　一种可以弯曲的电缆接头。电缆软接头可分为两类：①生产大长度海底电缆时，在制造厂制作的软接头，也称厂制接头；②检修海底电缆时，在现场用手工制作的软接头，又称检修软接头。

电缆软接头用在各种电压等级的海底电缆线路中，油浸纸绝缘电缆软接头采用绕包式接头，挤包绝缘电缆软接头主要采用包带模塑型接头（TMJ）、挤出模塑型接头（EMJ）、预制式接头、绕包式接头。

厂制接头　海底电缆线路长度超过制造厂的生产长度时，制造厂先制成裸铅套半成品电缆，在铠装过程前进行接头连接，然后进行铠装。这种接头与电缆本体结构并无太大差别，电气和机械性能也与电缆本体相同。

检修软接头　在现场将两根相同型号的电缆互相连接在一起的可以抗拉、耐弯曲的电缆接头，通常在检修海底电缆线路或接长电缆时用。这种接头虽然也可卷绕在电缆盘上，但外观与电缆本体有明显差别。安装检修软接头的主要工艺有导体连接、绝缘恢复、密封壳体和铠装恢复。

导体连接　主要采用压接法和分层焊接法。分层焊接是将两端导体顺势逐层松开，按层次逐股用氩弧焊或银焊连接，并使每层焊接不在同一断面处，这样的导体连接，不用连接管，外形和直径都接近导体原形。

绝缘恢复　在油浸纸绝缘电缆连接处逐层剥去纸绝缘，形成两个反应力锥，再用纸带、纸卷恢复纸绝缘。在挤包绝缘电缆连接处切削反应力锥，再用绝缘带恢复绝缘，或者在绝缘外安装橡胶预制件恢复绝缘及内、外屏蔽。中国已有厂家在 110kV 挤包绝缘海底电缆上制作挤出模塑型接头

(EMJ)，用与电缆绝缘相同的材料挤出模铸后恢复绝缘。

密封壳体　导体连接前，先套入一根内径稍大于电缆金属套外径的铅套管，绝缘恢复后将铅套管两端用封铅或焊接与电缆金属套密封。

铠装恢复　两端钢丝在连接前顺势松开，待密封壳体完成后，用连接法兰装置将两端钢丝夹紧固定连通或焊接、绑扎连通，外套保护盒进行防腐、密封和机械保护。

dianlan saizhi jietou

电缆塞止接头　(stop joint)　能使油浸纸绝缘电缆的浸渍剂或充油电缆的电缆油在接头的两侧相互隔断的电缆接头。用作分割电缆线路油的压力，使各段油压不超过允许值。此外，当充油电缆线路的金属套破损时，还可防止整条线路的电缆油全部流失。充油电缆的电缆塞止接头（见图）都带有压力箱，按照暂态压力的计算（见电缆供油装置允许供油压力计算），如在电缆线路全长的中间装设电缆塞止接头，暂态压力仅为全长线路的1/4。电缆塞止接头也可起到电缆绝缘接头的作用，这时压力箱的油管和电缆塞止接头要用绝缘缩节连接。



220kV充油电缆塞止接头

电缆塞止接头早先用在高落差的电缆线路中，如水电站与大坝之间的电缆出线，以防止低端电缆由于过大静油压力引起的缺陷。其后，充油电缆发展较快，应用于较长的电缆线路，为了防止暂态压力过大的缺陷，电缆塞止接头得到了广泛应用。

电缆接头内浸渍剂或电缆油主要是通过导体的绞线间空隙、油道和绝缘层间流通。电缆塞止接头既堵塞这些油流的通路，而又保持电缆接头的特性。按电压等级和电缆结构的差异，电缆塞止接头可分成单腔式、双腔式和三腔式三种。

单腔式　导体连接用堵油的连接管，绝缘用环氧树脂浇注代替常用绝缘带绕包的一种电缆塞止接头。由于现场浇注的环氧树脂电性能较差，故单腔式电缆塞止接头只用在10kV级及以下的电缆线路中。

双腔式　用一只预制的环氧树脂套管或梭子式隔板以隔断接头两侧电缆油的流通并用中间实心的接线梗连接导体，使接头内分成两个独立油腔的电缆塞止接头。环氧树脂套管外壁具有螺旋凹形油槽，以便中空导体的油流进出压力箱，其内壁有屏蔽极与导体连接，以控制连接金具的不规则电场应力。双腔式电缆塞止接头的优点是结构比较简单，但必须在现场连续安装，费工费时。

三腔式　用两只预制的内外油腔互不相通的对称环氧树脂套管，使电缆塞止接头分成三个油腔，其中间油腔可以独立与压力箱连接，也可与任一侧油腔连接。两只环氧树脂套管连接处浇铸有屏蔽电极和插座式连接金具，这些组成件包括中腔绝缘层可以在工厂内预制成中腔筒。在现场将两侧电缆芯装设应力锥（见电缆应力锥）后插入预制中腔筒，即可完成安装。三腔式电缆塞止接头的优点是预制化程度高，缺点是结构复杂，而且导体必须使用插座式连接。为了防止插座式接点的相对移动（如负荷电流变化、土壤不均匀沉降等），尚需在插座式连接金具中增设闭锁装置。

dianlan shexing fushe

电缆蛇形敷设　(cable snake installation)　为了吸收电缆的热膨胀而将电缆布置成波浪形的一种电缆安装方式。由于采用这种方式敷设后的电缆像一条行进中的蛇而得名。

大截面电缆的负荷电流变化时，由于温度的改变引起电缆热膨胀所产生的热机械力十分巨大。当电缆以直线状敷设在没有横向约束的空气中或敷设在用以强迫冷却的水槽中时，巨大的热机械力将会使电缆线路集中在某一部位发生局部的横向位移，而产生过分的弯曲。如对这种弯曲不加控制，则将会损坏电缆。如将电缆敷设成如图1所示的近似于正弦波的连续波浪形时，人为设置的波形宽度（B）能有效地吸收电缆的热膨胀，其中波形宽度的一半一般为1～1.5倍电缆外径。由于波浪形的连续分布，电缆的热膨胀也均匀地被每个波形宽度所吸收而不会集中在线路的某一局部，从而使电缆的热膨胀弯曲得到控制。

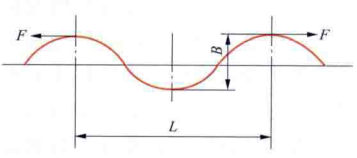


图1　蛇形敷设的波形
L—波形节距的长度；B—波形宽度；F—纵向力

交联聚乙烯电缆蛇形敷设　与自容式充油电缆相比，其导体工作温度高，重量轻和热膨胀系数大，其膨胀产生的弯曲变形要大。因此，在安装大截面交联聚乙烯电缆时，更需要采用蛇形敷设的方法。

在竖井或倾斜隧道内敷设电缆时，电缆有向下滑动的倾向，特别是对于铝护套交联电缆，还存在电缆芯在铝护套内向下滑动的倾向。为了防止这种现象的发生，也采用蛇形敷设方式，但必须增加电缆夹具的长度，以确保电缆既不向下滑动又不会因增加紧固力而损伤电缆。



图2　电缆蛇形敷设（水平蛇形）

根据蛇形敷设的波形相对于地面的方向，可分为水平方向（见图2）和垂直方向（见图3）两种蛇形敷设。电缆敷设在支架、电缆桥架和电缆槽内时采用水平蛇形敷设，电缆悬挂在挂钩上时采用垂直蛇形敷设。由于垂直蛇形不像水平蛇形要占据横向宽度，所以特别适用于隧道内的电缆安装，这样可充分利用隧道的高度而不必增加其宽度，以节约投资。

桥梁上电缆蛇形敷设　当电缆在长距离桥梁上蛇形敷设时，应考虑吸收因负载变化造成的电缆热伸缩，同时吸收桥梁由于荷重和温度引起的伸缩，电缆需采用全程蛇形敷设。在位于钢结构或混凝土箱梁的桥梁接缝处，设置伸缩弧水平装置，由固定部分、万向节及滑动部分组成。在桥梁的端


图3　电缆蛇形敷设（垂直蛇形）

部，设置偏角吸收装置，当重型车辆行驶通过时，会在桥梁的水平、垂直方向产生很小的弯曲偏角，为保证电缆不出现被动变形，在伸缩弧处设置水平方向和垂直方向均能自由旋转的万向节，电缆在其内采取蛇形敷设，设计可吸收的偏角角度，电缆预留一定伸缩长度。

电缆敷设成蛇形后，由热膨胀产生的纵向力在克服由电缆重力产生的纵向力（垂直蛇形）或电缆与支架之间的摩擦力（水平蛇形）后，使蛇形敷设的波浪形状改变而吸收热膨胀。由电缆重力产生的纵向力或电缆与支承架之间的摩擦力与蛇形敷设波浪形节距的长度 L 的平方和电缆单位长度的质量成正比，而与波形宽度 B 成反比。改变蛇形敷设形状的力与电缆的弯曲刚度、膨胀系数和温度成正比，而与波形的宽度 B 成反比。由此可知，对给定的电缆而言，缩短波形的节距和增加波形的宽度都可获得更好地吸收热膨胀的效果。

dianlan shiyan

电缆试验　(testing of cable)　检查电缆质量、绝缘状况和对电缆线路所作的各种测试。包括例行试验、抽样试验、型式试验、预鉴定试验、安装后电气试验、电缆预防性试验等。

例行试验　由制造方在成品电缆的所有制造长度或附件的每个预制绝缘件上进行的试验，以检验其是否符合规定的要求。例行试验一般包括局部放电试验、电压试验和电缆外护套电气试验。

抽样试验　由制造方按规定的频度在成品电缆试样上，或在取自成品电缆的某部件上进行的试验，以检验电缆是否符合规定要求。

型式试验　为证明某种型式电缆的电气性能是否符合指定用途和产品标准要求而进行的试验。

预鉴定试验　对于电压等级在150kV以上的挤包绝缘电缆在定型生产前，还需要进行预鉴定试验（也称作长期高场强热循环试验）。试验分两步进行：①试验电缆模拟各种敷设情况及固定形式，施加1.7倍相电压值持续时间不少于一年，其间需做180次以上的负荷循环，电缆导体的加热温度为90～95℃。②试验合格后做雷电冲击试验。

安装后电气试验　电力电缆线路安装完毕后，施工单位为了向运行单位验证线路的电气性能是否达到设计的要求和是否符合安全运行的需要而做的电气试验，又称电缆交接试验。其目的是为了发现敷设电缆线路和制作电缆接头、电缆终端时所造成的缺陷，其内容主要有耐压试验、泄漏电流试验和核相试验，但按电缆结构和电缆线路的重要性不同，常增加其他试验，如导体的直流电阻试验、绝缘电阻试验、参数试验、油样试验、油流试验和交叉互联系统试验等。

耐压试验　在等于或高于运行电压下电缆绝缘工作强度的电压试验。用以发现敷设电缆时由于施工不当给电缆造成的机械和绝缘的损伤，在制作电缆接头或电缆终端时由于安装工艺或材料等问题造成的质量不合格等现象。高压交联聚乙烯电缆交流耐压试验如图所示。


高压交联聚乙烯电缆交流耐压试验

泄漏电流试验　测量电缆线路在试验电压时的泄漏电流值的试验。用以判断电缆线路的绝缘是否完好。试验时，将试验电压逐渐升高，根据其相应的泄漏电流与耐压试验前后的泄漏电流的比值，可以判断电缆线路的绝缘是否异常。

核相试验　核对电缆线路一端的相位和另一端的是否一致的试验。以防止电缆线路在并入系统投入运行时发生相间短路事故或造成受电端相序错误。核相试验兼有对电缆线路导体的连续性校核的作用。

直流电阻试验　测量电缆线路每相导体直流电阻值的试验。用以发现电缆导体间的电气连接是否良好，避免在运行中发生导体接点事故。

绝缘电阻试验　测量电缆线路每相缆芯绝缘电阻值的试验。电压较低或较短的不重要电缆线路，常以绝缘电阻试验代替耐压试验。在耐压试验的前后，有时也做绝缘电阻试验，判断电缆线路绝缘在耐压试验前后的变化，兼有保护耐压试验设备在电缆绝缘突然击穿时不被损坏的作用。

参数试验　测量电缆线路的交流电阻、电容值和损耗功率（见电缆线路电气参数），由此计算得正、负和零序阻抗的试验。用作电力系统短路电流的计算和整定继电保护的定值。电缆线路电容值是经消弧线圈接地系统计算补偿量的依据之一，该系统内的电缆在投运前必须测量其电容值。

油样试验　测量充油电缆线路油样的交流击穿电压和介质损耗因数的试验。用以评定充油电缆的绝缘是否完好合格。油样试验通常在安装一只电缆接头或电缆终端完成后立即试验，防止不合格的电缆油渗入电缆绝缘内部。

油流试验　测量充油电缆线路油道是否畅通的试验。用以证实在安装电缆接头或电缆终端时未曾堵塞油道。

交叉互联系统试验　金属套或金属屏蔽层对地绝缘的电缆线路（如超高压单芯电缆线路）在交接试验时测量交叉互联系统接线是否正确的试验。投运后带负荷测量金属套或金属屏蔽层的相间电压、各相内的电流和接地回路中的电流，以证实交叉互联接线完整和正确。

电缆预防性试验　为了发现新安装及运行中设备的隐患，预防发生事故或设备损坏，对设备进行的检查、试验或监测，也包括取油样或气样进行的试验。是判断电缆线路能

否继续投入运行和预防电缆在运行中发生故障的重要措施。

电缆预防性试验的项目通常包括绝缘电阻测量、直流耐压试验和泄漏电流测量。对于超高压电力电缆线路，则按其绝缘结构的不同，分别做油样电气性能测试及色谱分析试验和护套绝缘电阻测试，同时测试油压示警系统信号电缆的绝缘电阻。预防性试验的部分试验项目与安装后电气试验相似。根据试验结果被列为不合格但经过综合判断允许在监视条件下投入运行的电缆，其试验周期应比标准规定的有所缩短，以防电缆在运行中发生绝缘击穿事故。进行电缆线路的绝缘试验时，要尽可能将连接在一起的隔离开关、支柱绝缘子等其他设备分离开来单独试验。电缆与成套设备连接在一起难以拆开时，试验电压值须考虑相连设备的绝缘水平和试验标准，但这些设备都不宜使用直流耐压进行试验。

dianlan shujing fushe

电缆竖井敷设 (cable shaft installation) 将电缆敷设在竖井中的一种电缆安装方式。主要用在水电站、高层建筑或高塔（如电视塔）、室内升压站和变电站内作为输电线路进出线的竖井中，或用在较深层电缆隧道的出口竖井中。

电缆竖井一般为钢筋混凝土结构。按电缆敷设方法和电缆安装位置的不同，在竖井内应设有工作平台、上下工作梯、起重及牵引电缆用拉环等设施。竖井敷设的特点是：①固定电缆的金具安装在竖井的内壁上，但电缆的夹具须谨慎选择。夹具压力过紧会损坏电缆的金属套和绝缘，过松则电缆会因自重而下沉。负荷较大的单芯电缆常采用电缆蛇形敷设，并采用非磁性材料铸成的电缆夹具。②在竖井中敷设电缆时，电缆敷设方向取决于电缆盘运输条件及线路的路径，可由上向下或由下向上。另外按敷设的方向采取必要的措施，以防止敷设速度失控。敷设时要将钢丝绳与电缆绑扎后，用卷扬机控制钢丝绳。这称为钢丝绳提吊法敷设，可以使电缆的重量逐段由钢丝绳承担。电缆与钢丝绳间用绳绑扎或用专用夹具进行固定，基本要求是电缆与钢丝绳间不能滑动及固定的速度要快。具体做法由现场条件及施工单位习惯而定。③在不超过 30m 的短竖井与水平或斜坡廊道混合路径时，可用绑扎法牵引电缆，每到转弯处解除绑扎绳和夹具，过了转角又重新连接，绑扎法操作工序较复杂。在 30m 以上的较长竖井中，可用输送法牵引电缆，即布置履带牵引机牵引电缆，且可按输送机的推力设计敷设方案，使电缆在进入转角前张力为零，将敷设时电缆的侧压力降至最小值。在竖井中敷设电缆过程中要防止电缆扭转和下垂时的重力加速度，采用输送法、适当布置履带牵引机的间距亦可解决这两个问题。④竖井高度在 30m 以上时，应选择有牢固的铠装高落差电缆。采用有纵向铠装的高落差电缆时，在竖井内要设电缆锚定装置。⑤在竖井敷设的电缆线路宜采用挤包绝缘电缆，但现在大都选用交联聚乙烯电缆。设计为自容式充油电缆时，需采取限制静油压过高的措施，如采用电缆塞止接头减小电缆的静油压，在敷设及接头时，要采取措施防止电缆油下淌造成充油电缆因出现真空而进气。

水电站常采用电缆竖井敷设，以节省土建投资，但其缺点是成垂直形的竖井如果发生火灾，容易扩大灾情。因此在竖井设计时要考虑消防措施，并设有火灾报警及自动灭火装置。

dianlan suidao fushe

电缆隧道敷设 (cable tunnel laying) 将电缆敷设在地下隧道内的一种电缆安装方式。电缆隧道中的超高压电力电缆如图 1 所示。电缆隧道敷设应用于高电压、大截面、长距离的重要电缆线路敷设，以及城市中心区域电缆线路较多等不易经常开挖的场所及穿越江河、机场跑道等区域。



图 1 电缆隧道中的超高压电力电缆

为敷设电缆线路建筑的专用隧道也称电缆隧道，一般为钢筋混凝土结构，也有砖砌或钢管结构。隧道的高度、宽度除了需满足容纳需要敷设电缆的数量外，还需满足施工时必要的场地要求，因此电缆隧道净高一般不宜小于 1.9m。隧道内壁两侧装有立柱，以便安装多层支架。支架用来搁置电缆，如图 2 所示。电缆隧道通常还设有照明、排水、通风和防火措施及设备。电缆隧道敷设具有方便施工、巡视、检修和更换电缆等较多优点，其缺点是投资大，隧道施工期长，且要求严格防火。图 3 为施工人员电缆隧道施工作业现场。

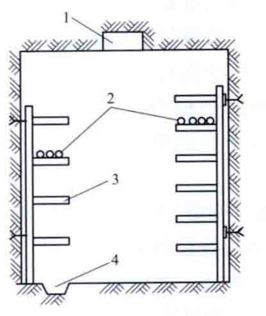


图 2 电缆隧道结构示意图

1—装灯用壁槽；2—电缆；3—支架；4—排水小沟

也有将电缆线路敷设在作交通车辆通行等其他公共综合用途的隧道内，常将电缆架设在这类隧道的底层通风间隔中，中国已经采用这类隧道替代过江水底电缆的敷设。

敷设在隧道中的电缆，最初因为隧道深度较浅，一般电缆都能使用。由于城市建设发展，地下管道、建筑增多（如地铁、地下车库等），电缆隧道往深处发展，当使用有压力（充油）电缆时，线路上的供油系统（供油箱、压力阀、电触点压力表、真空压力表、绝缘续接、油管路和油压示警系统等附属设备装置）的布置应符合防火技术措施要求（见电缆防火）。为使充油电缆线路油压的最高压力和最低压力始终控制在允许范围内，还应在电缆线路的供油箱上安装油压示警系统，装设油压整定装置和油压示警装置。在隧道电缆工程设计中，从技术经济角度考虑，为减少事故隐患和便于



图 3 施工人员在电缆隧道敷设作业现场（朱红莉　摄）


图4 电缆敷设机正在进行500kV交联电缆放线

施工，敷设在隧道中的电缆大都采用挤包绝缘电缆。

在较深的电缆隧道进出口都采用电缆竖井（如过江隧道、大型水电站）隧道与竖井混合路径时，一般采用电缆输送牵引方法，即履带牵引机和电动滚轮联合牵引，见电缆直埋敷设。图4为电缆敷设机正在进行500kV交联电缆放线。

dianlan waihuceng

电缆外护层

(protective coverings of cable) 包覆在电缆金属套、非金属套或组合套外面保护电缆免受机械损伤和腐蚀或兼具其他特种作用的保护覆盖层。一般由内衬层、铠装层和外被层三部分组成。内衬层起铠装衬垫和金属防腐蚀作用。铠装层起机械保护作用。外被层对铠装起防腐蚀保护作用，对具有金属套的单芯电缆还起对地绝缘作用。

内衬层　有绕包型和挤出型两种。绕包型由电缆沥青、塑料带、无纺麻布带或浸渍纸带组成，挤出型由电缆沥青、聚氯乙烯套或聚乙烯套组成。

铠装层　通常由钢带或钢丝构成。钢带铠装层抗压性能好，主要用于地下埋设场合；钢丝铠装层抗拉性能好，适用于水下或垂直敷设场合。铠装钢带必须防腐蚀，如用镀锌钢带或预涂防锈漆；铠装钢丝则用镀锌钢丝、涂塑钢丝、挤塑钢丝等。

外被层　通常为聚氯乙烯套、聚乙烯套或胶粘涂料、聚丙烯绳，或者电缆沥青、浸渍麻、白垩粉组成。

dianlan xianlu daidian jiance

电缆线路带电检测

(live detection of cable) 在电缆线路运行状态下，以了解电缆健康状况、提前发现电缆设备缺陷为目的，用便携式仪器对电缆设备状态量进行的现场检测。电缆线路带电检测主要有局部放电检测、红外热像检测、紫外放电检测和接地电流检测。

局部放电检测　基本方法有脉冲电流法、高频法、超高频法、超声波法、光谱法和化学检测法等。在电缆局部放电带电检测中应用最为广泛的为脉冲电流法。一般在电缆接头及电缆终端处进行局部放电检测，通过对沿电缆金属屏蔽层传播的局部放电信号进行检测，可以对电缆设备内部缺陷进行预判，是消除电缆设备中潜伏故障隐患的一种重要手段。

红外热像检测　利用红外热成像仪以非接触的方式，对正在运行中的电力设备拍摄其温度场分布、测量检测范围内任意点的温度值（见图）、诊断出外部或内部缺陷的技术。电力电缆故障绝大多数以故障点过热程度或温度分布异常为征兆，因此通过红外热像检测技术可对运行电缆设备中潜伏的故障隐患的属性、具体位置和严重程度作出判定。电缆红外热像检测技术具有远距离、不接触、不停电、安全、准确、实时、快速等特点，特别适合供电负荷大、允许停电时间短的电气设备运行单位。


500kV隧道内红外测温

紫外放电检测　利用紫外电晕检测成像仪接收电晕放电产生的紫外线信号，经处理后成像并与可见光图像叠加以确定电晕的位置和强度的技术。利用该技术可以直接观察放电情况，使现场人员能迅速准确定位放电点，并可通过记录的动态录像来分析放电的危害程度，从而为进一步评价设备的运行情况提供依据。

接地电流检测　利用钳型电流表对电缆接地线进行电流测量的技术。电缆在运行过程中，当因外护套破损致使金属护套出现单点或多点接地时，金属护套中将有环流通过，接地电流检测数据将会变大。因此，接地电流检测是发现运行电缆设备外护套绝缘健康状况的有效手段。

dianlan xianlu dianqi canshu

电缆线路电气参数

(electrical parameters of cable circuit) 电缆线路安装后实测得到的线路电气数据。主要有导体的交直流电阻、电缆电容、电缆阻抗以及波阻抗等。

电缆导体的交直流电阻　包括导体直流电阻、交流电阻、等效交流电阻以及铅套和加强层的直流电阻，主要用于电缆线路载流量、阻抗的计算。

导体直流电阻　电缆线路在施加直流电压时的电阻值。用于测寻线路故障或计算交流电阻。直流电阻与导体所用材料的电阻率和环境温度有关，它们之间的关系可用下式表达

$$R_{dc}=R_0\left[1+\alpha_{20}\ (\theta_c-20)\right] \tag{1}$$

式中 R_{dc} 为电缆导体的直流电阻，Ω；R_0 为在20℃时电缆导体的直流电阻，Ω；α_{20} 为以20℃作基准的电缆导体的电阻温度系数，℃$^{-1}$；θ_c 为电缆导体的工作温度，℃。

导体交流电阻　电缆线路在施加交流电压时的电阻值。主要用作计算导线的发热损耗和阻抗等。当导体通过交流电流时，由于受到自身的集肤效应和回路电流的邻近效应的影响，使得其交流电阻值比直流电阻值有所增加，它和直流电阻的关系可用下式表达

$$R_{ac}=R_{dc}\ (1+Y_s+Y_P) \tag{2}$$

式中 R_{ac} 为电缆导体的交流电阻，Ω；Y_s 为集肤效应系数；Y_P 为邻近效应系数。

导体等效交流电阻　导体的交流电阻与由金属护套损耗折算成交流电阻增加值之和，用于计算电缆的载流量。当金属护套内无电流或电流很小时，等效交流电阻就是交流电阻。

铅套和加强层的直流电阻　充油电缆在运行时，其铅套和加强层在线路的两端连接在一起，因此合成电阻为两者的并联电阻值。加强层的电阻可假定近似地等于一个等效圆筒体的电阻值的两倍，该等效圆筒体的材料与加强层的材料相同，圆筒体单位长度的重量与单位电缆长度上加强层的重量相同，圆筒体的内径与加强层的内径相同。

电缆电容 可分为：①单芯电缆导体对金属套的电容；②三芯电缆导体一芯对其他二芯间及金属套间合成电容；③金属套对大地的电容。其中①、②项主要用于计算无功补偿和载流量，而③项用于波阻抗的计算。

单芯电缆电容 单芯电缆、分铅型电缆和屏蔽型电缆等的导体多数制造成与金属套的同心圆形，电容的计算可用下式表达

$$C = \frac{\varepsilon}{18\ln\frac{r_2}{r_1}} \times 10^{-6} \tag{3}$$

式中 C 为电缆的正序、负序或零序电容，F/km；ε 为电缆绝缘的相对介电常数；r_2 为绝缘层的外半径，mm；r_1 为导体的外半径，mm。

三芯电缆电容 三芯电缆如带绝缘电缆的导体多数制造成扇形或椭圆形，电容的计算比较复杂，常以电缆实物测试而后换算成电缆电容。

电缆阻抗 分为正负序阻抗和零序阻抗，用于计算电力系统的短路电流或感应电压。

正负序阻抗 电缆导体的交流电阻和电缆三相间感抗的相量和。电缆线路由于排列、并列的条数或金属套的接地方式不同，感抗的计算并不相同。

零序阻抗 电缆零序电流的回路电阻与部分以大地作回路的三相感抗的相量和。由于电缆线路金属套的接地方式的不同、并行线路的差异以及大地电阻率的不同，很难用计算方法得出零序阻抗的精确数值，因此常以实测数据作为电缆线路的零序阻抗参数。

波阻抗 分为电缆导体对金属护套的波阻抗和金属护套对大地的波阻抗两种，作为电缆线路在内、外过电压作用时计算电缆绝缘或护层瞬时过电压用。波阻抗的计算可用下式表示

$$Z = \sqrt{\frac{L}{C}} \tag{4}$$

式中 Z 为导体（或金属护套）的波阻抗，Ω；L 为导体的自感，H；C 为导体（或金属套）的电容，F。

金属套的电容在大地电阻率较小（如电缆敷设在水底或敷设在冷却水管中）时，可近似地用下式计算

$$C_1 = \frac{\varepsilon_1}{18\ln\frac{r_4}{r_3}} \times 10^{-6} \tag{5}$$

式中 C_1 为金属套电容，F/km；ε_1 为电缆外护层的相对介电常数；r_3 为外护层的外半径，mm；r_4 为金属套的外半径，mm。

dianlan xianlu jishu ziliao

电缆线路技术资料 (cable circuit technical records)

有关电力电缆线路建设、验收和运行的全部文件和资料。用以分析处理电缆线路在运行中出现的问题和确定需要采取的措施。建立电缆线路技术资料是电缆线路运行维护的重要工作之一。随着计算机管理系统的广泛应用，电缆线路走向信息已经采用城市地理信息管理系统进行动态管理。电缆线路的资料信息、数据信息和管理流程都由生产管理系统进行综合管理。管理人员通过网络系统可以直观了解任意地下的电缆分布情况、电缆巡检工作情况、电缆运行状况等信息。电缆资料管理方法已由传统人工管理向信息化的计算机管理系统发展，提高了运行管理水平。每条电缆线路的技术资料通常包括竣工资料、运行资料、维护资料。

竣工资料 电缆线路竣工资料包含电缆线路工程施工、验收、汇报的相关资料，通常包含原始资料、施工资料、验收资料。

原始资料 电缆线路施工前的有关文件和图纸资料。它是保证电缆线路质量和合法化的依据。电缆线路原始资料包括土建设计书、电缆线路设计书、线路路径许可证、电缆接头装配图、电缆出厂质量保证书以及与沿线有关单位的协议书等。

施工资料 反映电缆线路敷设、接头、试验和测绘等施工过程中的各项施工记录及施工方案等。电缆敷设资料包含电缆线路路径图、电缆通道布置图、电缆型号、厂家、敷设记录等。电缆接头记录包含电缆接头型号、安装人员、安装时间等，电缆试验记录包含电缆护层试验、交接试验、油样试验、电缆参数等。电缆测绘资料是将电缆线路走向根据三维测量的技术要求绘制在电子地图上。如采用新产品需对电缆进行实物测绘。电缆线路属于隐蔽工程，详细的施工记录可为电缆故障测寻、电缆线路运行管理提供数据支撑。

验收资料 电缆运行人员在参与电缆线路及附属设施、附属设备验收和接收过程中需掌握的资料，电缆线路验收资料包括电缆线路土建设备验收资料，如排管资料、非开挖资料、隧道资料、桥梁资料等；电缆线路及附属设备验收资料，如电缆接头、敷设、换位箱、压力箱、信号箱、监控系统等设备的验收资料；电缆工程验收异常情况说明、运行注意事项等。

运行资料 电缆线路投入运行后，应建立线路专档，记录有关电缆线路日常运行维护工作。电缆线路运行资料包括电缆线路巡视记录、工地管理记录、设备缺陷、检修、大修、更改、故障等记录。

维护资料 电缆线路在投运后根据电缆检修维护要求开展的状态检修和停电维护的资料，电缆线路维护资料主要包含各项状态检测记录（如局部放电试验、红外测温、紫外放电、感应电流检测、接地电阻检测等），停电维护检测记录主要包括护层绝缘检测、阀片检测、油样试验等。

dianlan xianlu kongzhi dianlan

电缆线路控制电缆 (control cable of cable line)

电力电缆线路的二次回路中对电缆线路的运行情况进行监视、启闭信号和控制的辅助电缆。电缆线路控制电缆主要用于通信信号及监控信号的输送，如高压充油电缆油压信号监控。由于光纤的广泛应用，控制电缆的许多功能已被光纤所取代。

控制电缆的结构不同于导引电缆，主要是由于监控的对象类别众多，如电力电缆或电缆接头的温度、护层绝缘，充油电缆的油压及其人井、隧道等附属设备的消防监控、技防监控、环境温度、配电电源、积水情况等，因此控制电缆需要很多线芯（有时也包括导引电缆的线芯在内），共用一条电缆将信号集中输送到由值班人员监控的发电厂或变电站的中央控制室。也有的安装自动起闭装置进行自控，如电缆隧道内温度过高时起动排风装置降温，发生火警时起动消防设施自动灭火，积水太多时起动水泵排水等。

当控制电缆与电力电缆平行敷设时，为防止感应电压的危害所采取的措施与导引电缆的相同。多芯控制电缆的备用

芯有时可用作检修维护工作时的通信线，也可将其两端接地，加强屏蔽效果。为了均衡控制回路两芯间的感应电动势，常采用双芯绞合对称结构的控制电缆。

dianlan xianlu lujing xuanze

电缆线路路径选择 (cable route selection) 从电源点到受电点的电缆线路及其通道，在技术上、经济上进行比较，获得最合理方案的过程。电缆线路路径选择不但要满足近期工程的需要，而且要符合城市和电力远景发展规划，在技术和经济上获得最佳经济效益。因此，电缆线路路径选择需考虑路径与安装方式、路径与电缆类型、路径与道路结构三个方面的内容。

路径与安装方式 由于电缆安装的方式不同，路径的选择有不同的要求。电缆安装方式应根据电压等级、最终数量、施工条件及初期投资等因素确定，可按不同情况采取相应方式：①电缆直埋敷设，适用于市区人行道、公园绿地及公共建筑间的边缘地带，是最经济简便的敷设方式；②电缆沟敷设，适用于不能直接埋入地下且无机动车负载的通道，如人行道、变电站内、工厂厂区内等处所；③电缆排管敷设，适用于电缆条数较多，且有机动车等重载的地段，如市区街道、穿越小型建筑物等；④电缆隧道敷设，适用于变电站出线及重要街道，电缆条数多或多种电压等级平行的地段；⑤电缆路径需要跨越河流时，尽量利用桥梁结构；⑥海底电缆敷设方式需根据具体工程特殊设计。

路径与电缆类型 电缆类型可归纳为硬管型（如钢管电缆）、软管型（如油浸纸绝缘电缆、挤包绝缘电缆）及悬挂型（如配电架空电缆）三类。由于电缆的刚性差异，对路径有不同的要求。

硬管型　多数硬管型电缆线路的安装方式，是先将管道埋设在地下，其后将电缆线芯拉进管道内。为减少电缆接头数量，要求尽可能增长拉入长度，而拉入长度又决定于线路弯曲度，因此路径应尽可能为直线。必须弯曲时，其弯曲半径约在100m。这些条件制约了路径的选择。硬管型电缆通常适用于公路或成直线的道路，已很少使用。

软管型　其路径不如硬管型要求高，即使弯曲较多的道路，也便于安装。此外遇其他地下管线时便于交叉。由于软管型电缆线路的路径选择比较灵活，因此得到了广泛应用。

悬挂型　架空电缆或电缆架空敷设都可以不受道路的方向制约，能充分利用空间，按最短直线距离安装。因此悬挂型电缆线路的路径选择比软管型更灵活，尤其适宜用于临时性工程。

路径与道路结构 城市中的各种地下管线较多，如水管、煤气管、电话电缆等，要考虑彼此间的相互关系。因此电缆线路的路径选择常决定于道路的结构。道路的结构有道路路面和道路路基两种。

道路路面　电缆线路为了便于安装和日后维修，要求路面容易开挖，并能承受一定的载重。人行道路面常是最佳选择，但这种选择对其他管线同样适用，因此，通常城市中的地下管线布置为：一侧人行道下是电力电缆、自来水管，另一侧为电话电缆和煤气管道走廊，以防止相互影响。

道路路基　电缆线路路径的路基最理想的是沉积层或砂土层，不选择岩石、河浜复填地段，防止路基不均匀沉降对电缆线路造成影响。用工业或生活垃圾填覆的路基，则用中性软土更换，以防止对电缆金属套的化学腐蚀。

dianlan xianlu sheji

电缆线路设计 (cable circuit design) 电缆线路工程建设的前期工作。包括电缆线路路径选择、电缆选型以及相应的有关计算，若电缆线路采用充油电缆，还须进行充油电缆油路分段和电缆供油装置允许供油压力计算。

电缆线路工程的造价远大于架空线，而改动的灵活性却不如架空线。改动电缆线路，还会直接使电缆线路绝缘层再次弯曲，从而影响电缆寿命。因此，电缆线路建成后要有一个相当长的稳定时期，电缆线路设计不但要满足近期计划，尤其要符合远景规划的要求。电缆线路设计时要考虑载流量、紧急过载电流、短路电流热稳定性、感应电压四个方面内容。

载流量 在选定的使用条件下，电缆线路导体所通过的电流在导体上产生的热量能通过电缆的绝缘层及其周围媒介及时散发，使电缆绝缘层的温度不超过允许长期工作温度时的电流值。载流量是电缆线路可以安全输送多少电能的依据。

紧急过载电流 电缆线路在电力系统故障时允许数小时大于额定电流运行的电流值。电缆线路在运行中有时并不满载，即绝缘层未达到允许长期工作温度。当电力系统发生故障时，也允许数小时大于额定电流的电流值，这是利用导体电流增加和绝缘层的温度升高是非线性关系，即由发热曲线确定而并未超过绝缘层允许长期工作温度，对电缆绝缘寿命并无影响，这时的导体电流称作过载电流，有时也称为紧急过载电流。

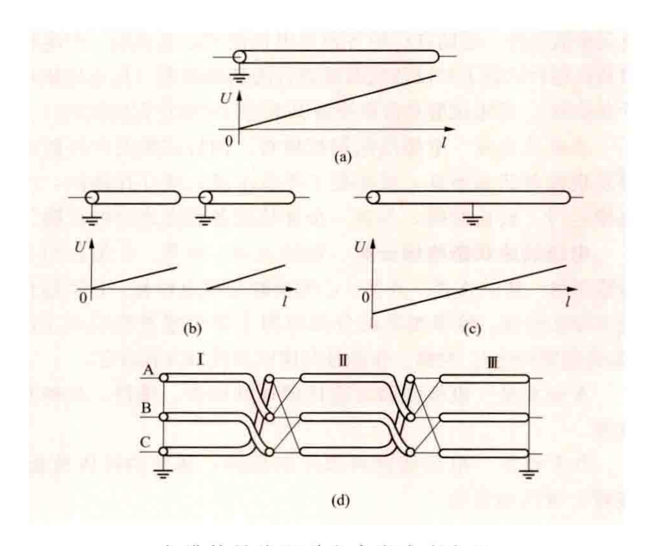
短路电流热稳定性 事故电流通过电缆使电缆的导体和金属套温度升高，如果温度低于导体或金属套的允许短时温度，这时电缆称作具有足够短路电流热稳定性；反之称作热稳定性不够。电缆导体截面的选择，常由负荷电流决定，但在短路容量大的电力系统中，有时也由短路电流热稳定性决定，如发电厂的厂用电缆。

感应电压 电缆导体通过电流时在其周围平行的邻近导体上所感应的纵向电动势。邻近的导体如果是电缆金属套，这时的感应电压称作护层电压；如果为通信电缆则称作干扰电压。也有利用平行导线上的纵向感应电动势，将两端接地后，使纵向感应电动势转化为反向电流的，这个平行导线称为回流线（见电缆电磁屏蔽）。设计时要计算感应电动势，是为了确定电缆护层电压、干扰电压是否在允许值内、要不要采取必要的抑制措施等。电缆护层电压的抑制措施可采取电缆护层互联方式实现，电缆护层互联方式有单点互联、连续互联和交叉互联三种。

单点互联方式　电缆线路的金属套仅在线路的一处（如线路的一侧或直线接头处）相互连接并接地的电缆护层连接方式，常用于长度为1～2盘的单芯电缆线路，如图（a）、（b）和（c）所示，图中U为护套上的感应电压，l为电缆线路长度。

连续互联方式　电缆线路的金属套在线路两侧相互连接并接地的电缆护层连接方式，主要用于海底电缆线路。

交叉互联方式　电缆线路的金属套在大段线路的两侧相互连接并接地，在小段的绝缘接头处将不同相的金属套跨越相互连接的电缆护层连接方式，主要用于长度为3盘及以上的电缆线路，如图（d）所示。（见电缆绝缘接头）



电缆护层的互联方式和感应电压
(a) 护套未断开的单点互联；(b) 护套在中间断开的单点互联；
(c) 护套在中间接地的单点互联；(d) 电缆换位护套交叉互联
(全线护套合成电压接近于零)

dianlan xianlu waili pohuai fanghu

电缆线路外力破坏防护 (cable external damage protection) 防止电缆线路在外力的作用下造成损坏的方法及措施。外力损坏的原因有机械挖掘、人力挖伤、接地打桩、坍方或地沉、埋设太浅压伤、车辆碰伤（对杆上电缆）、邻近水管爆炸、煤气管漏气后火警等，其中以机械挖掘最为频繁。为防止电缆的外力破坏，除了运行部门加强线路的巡视检查和守护工作外，同时还要进行广泛的宣传教育工作，促使广大公众注意。在市郊挖土频繁地段的电缆线路，要设置明显的警告标志。对肇事单位要严格追究责任并加强督促与教育。电缆运行部门要及时对每次外力破坏进行分析研究，及时采取对策和制订防范措施。

电缆运行人员要经常督促各建设单位和公用事业单位遵守执行政府部门颁发的有关保护地下管线的管理办法，并与这些单位建立经常性的联系，及时了解各市政施工单位的施工信息情况，以便派人配合施工单位开展现场施工，保护电缆线路安全运行。同时电缆运行人员应根据巡视周期和要求开展电缆线路的巡视检查工作，及时发现并制止电缆通道上方的违法施工，确保电缆线路的安全运行。

在电缆线路附近进行机械挖掘施工时，必须充分考虑到施工方案对电缆及电缆构筑物的影响，采取有效的保护措施，可先用人力将电缆或电缆管道挖出确认具体位置，在落实保护措施后和确保安全距离的情况下可进行施工。施工过程中电缆运行人员需进行监护，对露出的电缆或电缆构筑物，在进行覆土前，电缆运行人员要仔细检查电缆及附属设施和附属设备是否受到损伤。

在水底电缆线路防护区内，发现危及水底电缆安全的情况时，要求守望人员及时通知对方和水域管辖的有关部门，并尽可能采取有效措施，以避免损坏水底电缆。

dianlan xianlu xunshi jiancha

电缆线路巡视检查 (cable route inspection) 为提高电缆线路的安全可靠性，运行人员对管辖范围内的电缆线路及附属设施按照运行规程的规定进行的巡视检查工作。具体有电缆线路巡视、特殊区域巡视、保电特巡。

电缆线路巡视 可分为电缆设备巡视和电缆附属设施巡视。电缆设备巡视主要检查电缆本体、接头及电缆附属设备的运行情况。电缆本体检查包括检查护套有无破损现象，外形是否变形，是否有位移，夹具是否松动等异常情况。电缆接头检查内容主要是查看接头是否渗油。电缆附属设备的运行情况检查包括检查导电杆和接地回路是否放电，支架是否倾斜锈蚀，铭牌是否清晰、封堵是否良好等情况。充油电缆还需检查压力箱、阀门、绝缘缩节、压力表、油压变送器、油管路是否渗漏，油压是否正常，压力表的上、下限整定值是否正确等情况。电缆附属设施巡视主要是检查电缆排管、隧道、桥梁等电缆设施是否完好，需检查电缆土建设备、工井盖、标识牌、换位箱、终端铁塔、支架、接地等是否存在安全隐患。

特殊区域巡视 对于穿越特殊区域的电缆线路的巡视工作除了做好电缆设备本体的巡视检查工作，还需包含电缆附属设备的巡视。如海底电缆的巡检工作主要通过瞭望塔内的雷达监视和海面上的船舶巡检相结合的方式开展巡视检查。电缆隧道内巡视可采用综合监控系统对隧道内的照明、排水、排风、温度、消防、技防进行实时监控、检查。大桥主通航孔安装有电缆伸缩缝处 OFFSET（伸缩弧）设备，因此大桥电缆巡视检查工作还需检查 OFFSET 设备的伸缩位移情况。

保电特巡 当电缆线路作为重要线路供电或单电源运行时需要开展保电特巡工作，根据保电特巡级别缩短巡视周期，开展相关状态检测工作，确保保电电缆线路安全运行。另外当电力系统发生故障或恶劣自然灾害后，要对电缆线路及附属设备进行特巡检查，确保电缆设备安全运行。

dianlan xianlu yunxing guanli

电缆线路运行管理 (cable circuit operational management) 电缆线路投入运行后，为保持电缆设备始终处于良好的状态和防止电缆事故突发的可能性所做的日常工作。随着交联聚乙烯电缆自 20 世纪 50 年代起迅速发展并取代油浸纸绝缘电缆，以及各种先进科学技术手段得到广泛应用，使得电缆线路运行管理工作内容发生了较大变化，运行管理人员由传统外观检查转变为实时状态检测，实时监测极大提高了运行管理效率，结合设备状态检修有计划地开展运维工作，通过运行工况的数理统计，合理选择和延长检修周期，优化检修计划和项目，减少不必要的检修工作量，不仅能改善和提高设备的可用率，有利于提高供电可靠性，还能降低供电成本，取得最好的经济效益及社会效益。电缆线路运行管理工作内容随着电缆类型的变化而不断演变，主要包括电缆线路验收、电缆线路专档管理、巡视管理、外力破坏防护、状态检测、监控管理等方面。

电缆线路验收 电缆运行人员根据电缆工程验收标准对电缆工程的土建、敷设、接头、试验等项目进行全过程验收和竣工验收，对发现存在的问题进行整改，确保电缆工程质量符合设计要求。(见电缆线路技术资料)

电缆线路专档管理 电缆线路在投运后应建立电缆线路专档，专档应包括的内容有：①电缆线路台账资料。②电缆线路电子路径图。③实物档案，特殊电缆截面图及电缆典型故障样本。④电缆运行资料，包括电缆负荷限额、巡检记

录、外力破坏管理记录、缺陷记录、地温记录、维护记录，以及各项检测数据记录。⑤生产管理资料，包括设备起动、汇报、缺陷分析、故障分析报告、设备分界、状态评价、年度更改、技改、大修等。

巡视管理 根据电缆运行规程的检查周期和检查内容，对电缆线路及附属设施（隧道、桥梁等）、附属设备进行专项检查，对发现的问题可视情况根据实际情况进行处理。（见电缆线路巡视检查）

外力破坏防护 电缆线路外力破坏工作是预防电缆线路外力损坏的有效措施，电缆运行单位应了解电缆线路周围的施工信息，开展电缆线路的护线宣传工作，对于涉及电缆线路的施工可根据具体的施工情况采取相应的电缆保护措施，加强现场监护和工地管理，确保电缆线路安全运行。（见电缆线路外力破坏防护）

状态检测 以电缆设备状态评价为依据，根据每条电缆线路的状态评价等级开展在线检测和离线检测。（见电缆线路状态检修）

在线检测 通过先进的在线检测手段，可及时发现电缆设备缺陷，或者识别故障的早期征兆，对故障部位及其严重程度、故障发展趋势作出判断，并根据分析结果在电缆设备性能下降到一定程度或故障将要发生之前进行检修。它的特点是通过局部放电检测、接地环流检测、红外线测温、紫外测温、声电波局部测试以及各种在线监测手段，对电缆本体和电缆接头运行状况进行检测评估，及时发现并消除设备安全隐患。（见电缆线路带电检测）

离线检测 结合电缆线路的周期性停电，开展电缆线路的周期性维护试验，高压电缆可开展护层绝缘检测、阀片检测、油色谱试验等试验；中低压电缆可开展电缆绝缘检测试验；油浸纸绝缘电缆可开展瓷套终端绝缘油的维护工作；电缆故障修复工作是更换故障段电缆，并试验合格。电缆故障处理完毕应进行故障分析，总结故障原因，采取应对措施。

监控管理 为提高运行管理效率，确保电缆线路的安全运行，根据不同的检测对象可在电缆附属设施（如隧道、工井），电缆附属设备（如换位箱、压力箱），电缆接头及本体安装实时监测装置，并将现场监控信号通过电力公司信息网或无线网络传送至监控中心进行集中监控管理。常用的电缆线路监控系统包括电缆隧道综合监控（隧道技防、消防、温度、遥视、沉降监控），电缆局部放电监控，充油电缆油压监控，电缆负荷监控，电缆温度监控，感应电流监控，消防监控等。

dianlan xianlu zhuangtai jianxiu

电缆线路状态检修

(cable condition-based maintenance) 根据电缆线路状态监测、分析、诊断确定的电缆设备实际技术状况来决定检修日期和对象的预防性检修。通过开展电缆线路状态检修，全面掌控电缆设备健康水平，增强电缆设备检修针对性，大幅降低检修工时和成本，提高人员素质，明显提升电缆设备可靠性水平和电缆设备的生产管理水平。

电缆线路状态检修方法 包括电缆线路巡视检查、例行试验、诊断性试验三个方面。

电缆线路巡视检查 为掌握电缆设备状态对电缆进行的巡视和检查。（见电缆线路巡视检查）

例行试验 为获取电缆设备状态量，评估设备状态，及时发现事故隐患，定期进行的各种带电检测和停电试验。带电检测是在运行状态下对设备状态量进行的现场检测（见电缆线路带电检测）。停电试验是需要设备退出运行才能进行的试验。

诊断性试验 电缆线路巡视检查、例行试验及在线监测等发现设备状态不良，或经受了不良工况，或存在缺陷，或连续运行了较长时间，为进一步评估设备状态进行的试验。

电缆线路状态检修分类 包括A类、B类、C类和D类检修四类。其中A类、B类、C类检修是停电检修，D类检修是不停电检修。检修类别的分类原则主要根据被检设备工况（是否需要停电）、检修工作涉及范围以及检修内容确定。

A类检修 电缆线路的整体解体性检查、维修、更换和试验。

B类检修 电缆线路局部性的检修，部件的解体检查、维修、更换和试验。

C类检修 对电缆线路常规性检查、维护和试验。

D类检修 对电缆线路在不停电状态下的带电测试、外观检查和维修。

电缆线路状态检修实施 电缆线路状态检修在实施时应遵循“应修必修，修必修好”的原则，依据电缆线路状态评价结果，考虑电缆线路风险因素，动态制定电缆线路状态检修计划，合理安排相关检修工作。

电缆线路状态评价结果 定期或动态对电缆设备状况、运行工况、环境条件等因素进行综合评价得出的状态评价结果。包括正常、注意、异常和严重四种评价结果。

电缆线路风险因素 电缆线路状态检修过程中遇到的可能导致电缆设备资产损失的因素。包括安全、环境、效益三个方面风险因素。

电缆线路状态检修计划 通常包括电缆线路状态检修三年滚动计划和状态检修年度计划。

dianlan xuanxing

电缆选型

(selection of cable type and size) 设计电缆线路或选用电缆时对其型号和规格的选择。主要是导体材料和截面大小、绝缘种类和护套种类的选择。

导体材料和截面大小的选择 110kV及以上电压等级的电力电缆，励磁回路、高温或易爆场所以及发电厂厂用电回路的电力电缆，要求采用铜导体。其他场合所用电缆视具体情况选用铝或铜导体。为使电缆在运行时，导体温度不超过允许工作温度和短路温度，要求根据电缆线路的负荷电流和短路电流在电缆的标称截面系列中选择合适大小的截面。对输配电电缆线路，主要按负荷电流和电缆导体的长期允许温度选择其截面。根据负荷电流的持续时间，负荷又可分为恒定负荷和周期性负荷，并根据这两种负荷类型选取相应的截面。对长电缆线路，除了按负荷电流选择截面大小外，还要校核该负荷电流产生的电压降是否在允许范围内，如超出允许范围，则选择高一档的截面。在发电厂内使用的电缆，负荷电流不大时，其截面大小将取决于短路容量。

绝缘种类的选择 油浸纸绝缘电缆的生产和使用历史最长，其优良的电性能为大家所公认，几乎各种场合均能使用。但这种电缆的制造工序多，工艺复杂，因而成本较高。随着塑料工业的发展，出现了许多新的合成绝缘材料，并且

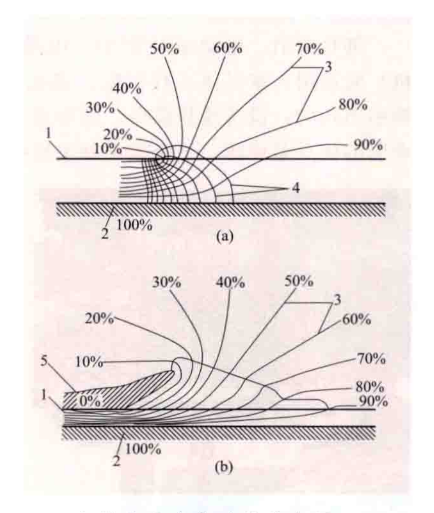
很快应用于电缆制造业，生产出了多种挤包绝缘电缆。由于这类电缆的重量轻而柔软，生产工艺简单，因此在220kV及以下电压等级电网中均得到了广泛应用，并在500kV电压等级电网已有成功应用的实例，因此在很多国家已几乎全部替代了油浸纸绝缘电缆。交联聚乙烯电缆的优点是电性能优良、损耗小、输送容量大。缺点是缺乏有效的绝缘状态监控手段；由于导体工作温度高、绝缘导体膨胀系数大和弹性模量小，因此对热机械力效应带来的不利影响较严重，特别是对于大截面电缆更为严重；对杂质污染和内应力敏感；制作附件时对环境的清洁卫生要求高。因此，在选购时应加强对电缆质量检验；在设计安装时要充分考虑电缆蛇形敷设、导体的径向位移和电缆芯的径向膨胀问题，并采取相应的预防措施才能提高运行的可靠性。随着交联聚乙烯电缆材料性能的不断提高，电缆的制造工艺日益完善，电缆的性能也日趋稳定，在220kV及以下电压等级电网中得到广泛应用。充油电缆的性能优良可靠、制造和使用经验丰富，缺点是需要供油系统等辅助设施和一定的维护，对敷设落差有一定的限制。由于油浸纸绝缘电缆能通过对电缆油的试验监督电缆绝缘状态的变化，必要时可进行换油处理恢复电缆的绝缘性能，故在220kV及以上电压等级电网中仍有应用。

护套种类的选择　对明敷的电缆要选用裸钢带铠装电缆。在易受腐蚀的环境中或在地下直埋敷设时要选用铅护套和耐腐蚀外护套的电缆。在水下敷设或电缆会受到较大拉力时要选用钢丝铠装电缆。有金属套的电缆敷设在易受振动的场所时要选用铝套电缆。（见电缆金属护套）

dianlan yinglizhui

电缆应力锥　（cable stress relief cone）　电缆终端或电缆接头内用绝缘带绕包或套在电缆绝缘芯上似橄榄状的橡塑模件，使电缆绝缘直径逐渐扩大成锥状体，以控制电缆轴向应力的构成件。10kV及以上电压的电缆终端，不论屏蔽型电缆、分铅型电缆或单芯电缆都装有应力锥。

在电缆接头或终端中，为了使导体与导体或与其他电气设备连接，需将电缆金属套、绝缘层割断和剥去，待导体连接完后，再恢复绝缘层和金属套。由于无法保持接头或终端处绝缘层厚度和金属套与电缆本体的结构相同，在接头和终端中都存在有轴向应力。为了控制轴向应力，在允许范围内，利用逐渐减小电容的原理，即将电缆原有的绝缘厚度逐渐增加，使绝缘表面的电场强度逐渐递减，疏散电力线密度，提高过渡界面的游离电压。图（a）为没有应力锥的电缆接头或终端处的电压等位线分布示意图，图（b）为装有应力锥的电缆接头或终端处的电压等位线分布示意图。



电缆接头或终端处的电压等位线分布示意图

（a）没有应力锥；（b）装有应力锥

1—金属屏蔽层；2—导体；3—等电位线；4—电力线；5—电缆应力锥

为了简化施工，也有采用应力管代替应力锥的，它是用非线性电阻材料做成的管子，紧套在电缆绝缘层表面，或用非线性电阻材料做成绝缘带绕包在电缆绝缘表面。电缆运行时，应力管层中产生一个极小的电流，其表面相应有一个线性压降，从而减小了电缆的轴向应力。另一种应力管是采用高介电常数材料，其作用原理是利用电力线在不同介电常数材料中的折射现象来控制轴向应力。应力管不像应力锥需要较大的绝缘厚度，简化了现场安装工艺，并缩小了电缆终端的外形尺寸，便于同其他紧凑的设备连接，因此适用于极紧凑的场所。在10～35kV组合电器的电缆终端中，大多采用应力管，而在35kV以上电压等级的电缆终端中，也在逐渐采用。

dianlan zhimai fushe

电缆直埋敷设　（cable direct burial laying）　将电缆线路直接铺设在地面下土壤中的一种电缆安装方式。一般用在电缆线路不太密集和交通不太频繁的城市地下走廊，如图1所示。电缆直埋敷设不需要前期土建工程，是一种较经济的安装方式。它的优点是施工时间较短，便于维修，线路输送容量较大。缺点是容易受到机械性外力损坏，更换电缆困难，容易受周围土壤化学或电化学腐蚀。电缆直埋敷设包括与公用事业部门的协调和路径的复勘、电缆沟和接头坑开挖、电缆牵引和电缆沟回填等。



图1　电缆直埋敷设现场

与公用事业部门的协调和路径的复勘　施工之前必须与城市公用事业部门充分讨论，以便了解有关的规章制度和限制条件，并取得有关部门的同意和取得施工执照或许可证。为了探明沿电缆线路路径上有无其他管线及土质状况，需先开挖足够的样洞，并做好记录，以此作为最后确定电缆线路路径的依据。

电缆沟和接头坑开挖　电缆直埋敷设时开挖的电缆沟与其他管道通常要保持至少300mm的净距，与热力管道平行保持不小于2m的净距。电缆沟的深度取决于电缆的埋置深度。电缆的埋深由路面载重负荷及电缆的散热条件确定。埋置越深，电缆受到的路面荷重压力越小，但散热性能就越

差；反之散热性能虽好，但承受压力过大，也可能损伤电缆。因此，一般规定直埋深度在人行道下为 0.7m，在车行道下不小于 1.0m。电缆沟要挖得比敷设在设计埋深的电缆的底部低 100mm，作为在沟底铺软土砂层。

在安装电缆接头处，电缆沟要加宽和加深，这一段电缆沟称为接头坑。一般要求接头外部保护匣的顶部与电缆顶部达到同样的深度，在接头下部还要留有适当的净空以便于制作接头时的操作。为便于接头操作和运行时的散热，两个相邻接头之间的中心距约为电缆中心距的 2～4 倍。电缆接头应有防机械损伤保护，每个接头装设保护盒，并列两个电缆接头位置宜相互错开。此外，对于单芯电缆两个边相的接头与接头坑壁也要留有间距。故接头坑的宽度约为电缆沟宽度的 2～3 倍。在制作接头时，为了将接头的外壳穿在电缆上并易于套回到安装位置，在接头的一侧需要相当长度的电缆与接头保持成直线。将三相单芯电缆的三个接头并排布置是最经济的，但为了减少接头坑的宽度，有的也采用三个接头前后错开呈箭头形的布置方式。

电缆牵引 敷设电缆的牵引方法有两种：①人力牵引，在敷设长度较短重量又轻的电缆时，人力牵引仍不失为一种较为方便和有效的方法。②动力牵引，对于长而又重的电缆，需要采用动力机械牵引方法，常用的有端头牵引。当牵引的电缆更长更重，电缆路径拐弯较多，高落差变化又大时，采用端头牵引法，电缆受到的牵引力和侧压力将会增大到超过允许值。此时要设法使牵引力不要全部集中作用在电缆端头，而使之均匀作用在电缆的全部长度上。为此，动力牵引除了端头牵引外，还有绑扎牵引、电动滚轮牵引、电缆输送牵引（履带牵引机）三种方法。

端头牵引 最常用的电缆牵引方法。将电缆盘放在电缆沟的一端，在电缆沟的另一端放置卷扬机，在电缆沟底每隔一定距离放置一个滚轮，将卷扬机上的钢丝绳沿电缆沟放在滚轮上，一直到电缆盘处与电缆端头上的牵引端相连接。当卷扬机的鼓轮卷绕钢丝绳时，电缆在滚轮上被一直牵引到电缆沟的另一端。在电缆沟拐弯处还设置有垂直滚轮，由各垂直滚轮组成的圆弧形曲率半径一般不小于电缆的最小允许弯曲半径。采用这种端头牵引法，电缆上受到的牵引力和在拐弯处受到的侧压力均不得超过电缆受力的允许值（见电缆敷设计算）。

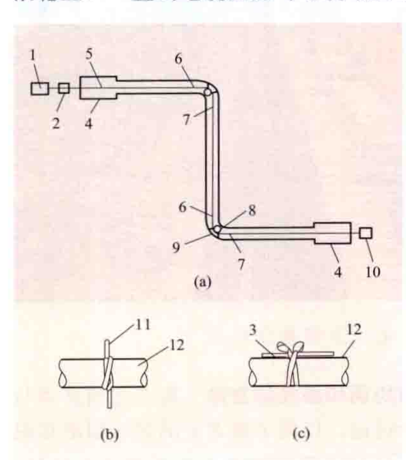


图 2 绑扎牵引图

(a) 牵引方法示意图；(b) 将七股麻绳扎结在电缆上的方法；(c) 把电缆绑扎在牵引钢丝绳上的方法

1—电缆盘；2—钢丝绳小车；3—牵引钢丝绳；4—接头坑；5—把电缆绑扎在牵引钢丝绳上；6—把电缆从牵引钢丝绳上解下；7—把电缆重新绑扎在牵引钢丝绳上；8—拐弯滚轮或滑板；9—定滑轮；10—卷扬机；11—七股麻绳；12—电缆

绑扎牵引 如图 2 所示，将电缆盘放在电缆沟的一端，另一端放置卷扬机。在电缆盘的前面放置钢丝绳小车，在小车上装有一盘牵引钢丝绳，其长度至少为被牵引电缆长度的两倍，小车上还设有控制钢丝绳鼓轮转速的制动器和回收钢丝绳的动力装置。钢丝绳从小车上放出后放在电缆沟内的滚轮上通过电缆沟，然后绕在卷扬机的鼓轮上。在电缆沟拐弯处，钢丝绳经过固定在沟壁上的定滑轮后改变方向。钢丝绳就位后，将电缆端头从电缆盘上拉下，用七股麻绳先将钢丝绳扎结在电缆端头上，然后再将电缆绑扎在钢丝绳上，以后每隔 2m 绑扎一次，边牵引边绑扎。当电缆端头到达拐弯处遇到定滑轮之前，先把电缆从钢丝绳上解下，让钢丝绳通过定滑轮，而电缆则从定滑轮外面通过拐弯处后，再重新把电缆绑扎在钢丝绳上继续向前牵引。如果在拐弯处作用在电缆上的侧压力较大，则要像端头牵引那样设置垂直滚轮或滑板。电缆被牵引就位后，解开绳结并将钢丝绳收回，复绕在钢丝绳小车的鼓轮上，准备牵引下一根电缆。绑扎牵引操作较繁琐，施工中很少采用。

电动滚轮牵引 使牵引力均匀分布的一种方法。电动滚轮主要由一对转轮和导向轮等部件组成。转轮中的一个由电动机驱动。电缆在这对转轮中通过，利用电缆外护套与两个转轮之间的摩擦力获得向前推进的动力。敷设电缆时，在电缆沟的直线段内每隔10～20m 放置一个电动滚轮。在电动滚轮之间，电缆由均匀放置的普通滚轮支承。在拐弯处要增加电动滚轮，以提供电缆弯曲时所需的额外动力。采用类似端头牵引的方法，引导电缆端头由一个电动滚轮推动至下一个电动滚轮。由于有电动滚轮，引导电缆运动方向所需的端头牵引力比没有电动滚轮时的小多了。电动滚轮和导向牵引卷扬机之间，通过相互连接的电气线路同步运转。

电缆输送牵引（履带牵引机） 履带牵引机又称输送机。它以电动机驱动，用凹型橡胶带夹紧电缆，并用预压弹簧调节对电缆不超过其允许的侧压力为限，使之对电缆产生一定的推力。输送机的推力一般为 5、7.5kN，既可以水平又可以垂直对电缆产生推力，并且还具有对电缆的制动功能。输送机的位置及间距的设置，根据电缆截面大小、输送机推力大小、线路路径而定。输送机还可与电动滚轮、导向牵引卷扬机组合牵引，由联动控制装置操纵，大大提高了牵引力而又不会压扁电缆。

绑扎牵引、电动滚轮牵引、电缆输送牵引（履带牵引机）的选用，视具体工程而定。绑扎牵引的优点是投资少，牵引力均匀，设备维护简便，牵引速度可以调节。电动滚轮牵引的优点是便捷，平卧式电动滚轮携带方便，电源和控制线连接简便，和导向牵引卷扬机组合牵引时，由卷扬机控制同步运转；适用较长线路较重电缆的敷设牵引。电缆输送牵引（履带牵引机）的优点是能在各种敷设环境中电缆牵引和电缆制动，并且适应大长度、大截面、高电压电缆的敷设牵引。牵引机电缆直埋敷设现场见图 3。



图 3 牵引机电缆直埋敷设

电缆沟回填 全部电缆牵引就位后，在电缆壕沟内回填150mm厚软土盖没电缆，其后对电缆外护套进行电压为10kV、时间为1min的直流耐压试验，以检验外护套在电缆牵引过程中是否被损坏。试验合格后，在软土层上再覆盖一层厚约50mm的钢筋混凝土板或具有醒目警告标志的识别板，防止日后挖掘时误伤电缆。在此保护板上可用杂土回填至地面。

dianlan zhixian jietou

电缆直线接头 (straight cable joint) 用于两根电缆相互连接形成连续电路的电缆接头。用在各级电压的电力电缆线路中，三芯电缆都使用直线接头，单芯电缆在金属套（金属屏蔽）无交叉互联或中间一点接地要求时可安装直线接头。直线接头根据两端电缆的结构，对电缆各层进行接续，并保持各层之间的绝缘或连通，直线接头对地绝缘水平应不低于电缆外护套绝缘水平。电缆直线接头是电缆线路中最先发展的一种电缆接头，较绝缘接头无需安装绝缘隔板和交叉互联附属设备，结构更简单、尺寸更小。

导体连接 电力电缆线路中的不同材料、不同截面积的导体都可用各种连接方法连接。用普通连接管连接时连接管的材料应与导体的材料相同。导体材料不同时，如铜和铝连接，可用镀锡铜接管或铜铝过渡接管。非圆形导体在连接前先将股线略予松开后再扎紧成圆形或用圆形压模压成圆芯。导体截面积不相同时，常用异形接管连接，其两端内径分别适合不同截面的导体。（见电缆导体连接）

接头绝缘 用于油浸纸绝缘电缆的直线接头，以纸带、纸卷或绝缘带绕包后作为主要绝缘，用电缆油或硅油在接头中作为辅助绝缘。灌电缆油的优点是与电缆浸渍剂能够兼容，多数用在高压电缆接头中。

35kV及以下的挤包绝缘电缆接头主要有预制式、冷缩式、热缩式和绕包式，分别用橡胶预制件、热缩型交联聚乙烯管和自粘结橡胶带绕包作为绝缘。35kV以上的挤包绝缘电缆接头，大都用整体预制接头，以乙丙或硅橡胶预制件作为绝缘。

接头壳体 主要是作为电缆金属套在接头处的替代品。35kV及以下油纸电缆接头用铅套管，35kV以上电缆接头用铜套管。铅套管的优点是可适用于多种规格的电缆。铜套管的优点是耐受内压力强，可挤塑聚乙烯防腐层，用于挤包绝缘电缆接头时可灌注防水剂。

保护盒 作为电缆铠装的替代品防机械力，并按使用环境要求起到防火防爆保护或防水密封作用。在直埋电缆线路中，作为抵御机械损伤以保护电缆接头；在浸水环境中，灌注防水剂以增强接头防潮密封性能；在电缆线路密集通道中，防火防爆限制接头故障影响以保护周围设备及人员安全。常用玻璃钢、金属压制而成或用塑料制成，配合接头外形呈上下两半盒壳。

dianlan zhongduan

电缆终端 (cable terminal; cable pothead) 电力电缆线路两端与其他电气设备连接的装置。按照使用场所、所用材料或连接的设备不同，电缆终端可分为户内终端、户外终端（见图1）、环氧电缆终端、热缩电缆终端、冷缩电缆终端、预制电缆终端（见图2）、象鼻电缆终端及气体绝缘金属封闭开关设备电缆终端（GIS电缆终端）等。它是所有电力电缆线路不可缺少的重要组成部件，需要按不同类型的电缆，使用地点不同的要求，连接设备不同的结构，设计类别众多的电缆终端。电缆终端装设时，要将电缆金属套剥开，使绝缘线芯的导体和过渡金具（如出线梗）连接至其他电气设备，然后恢复绝缘和防止水分侵入绝缘的密封性能。电缆终端的制作和安装一般均在电缆安装现场采用较多的终端部件，以手工工艺完成。因此，电缆终端是电缆线路的一个薄弱环节，特别是户外终端，因密封不完善进潮、绝缘老化、电缆绝缘回缩后应力锥错位，会引起终端内局部过热，最终导致绝缘击穿。电缆终端一直处在不断改进中。

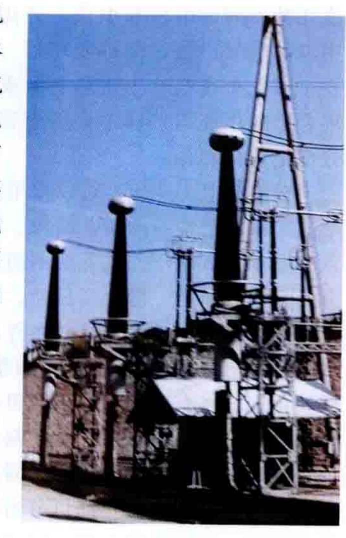


图1 500kV屋外电缆终端



图2 预制交联电缆终端

电缆终端位于电缆线路末端，在电力系统出现内、外过电压时，侵入波能在末端反射叠加，因此要求电缆终端的绝缘不低于电缆本体的绝缘水平。电缆终端绝缘按在密封套之内和外，分为内绝缘和外绝缘，内、外绝缘相互配合达到终端绝缘的要求。

（1）内绝缘。电缆终端的密封套常以金属壳体、瓷套、环氧套、橡胶套或橡胶复合套等组装而成，壳体内所用绝缘材料和电缆本体不同，几何形状各异，因此产生了轴向应力。为缓和绝缘内的集中应力，10kV及以上电压的电缆终端安装电缆应力锥（管）、增绕绝缘层或附加电容元件。

内绝缘常以绝缘油或绝缘胶作为主要绝缘并填充终端内气隙，在温度变化时，填充物膨胀或收缩，按终端设计不同，采取相应措施，防止终端破裂。

（2）外绝缘。除封闭式电缆终端外，电缆终端的外绝缘均受到气候环境的影响。电缆终端外绝缘的设计主要是绝缘套表面的设计，不但要满足电气距离的要求，且需按环境污、湿特征和污秽等级以及海拔高度等因数适当加强绝缘。

dianli bianyaqi

电力变压器 (power transformer) 借助于电磁感应作用，将一种交流电压和电流变成频率相同的另一种

或几种不同的电压和电流，并用于电力系统输电、配电和用电的电气设备，简称变压器。它是一种静止的电器，由一个或几个绕组套于铁芯上做成。不同绕组间通过磁链的耦合，使电能得以在不同的电回路中传递，以实现传输和分配电能的目的。

分类 电力变压器可以按用途、相数、绕组数及其结构形式、铁芯与绕组的组合结构、调压方式、绝缘介质、中性点绝缘水平、冷却方式等的不同进行分类。①按用途不同可分为升压变压器、降压变压器、联络变压器、配电变压器以及用于直流输电的换流变压器等；②按相数不同可分为单相变压器、三相变压器和在特殊情况下使用的多相变压器；③按绕组数及其结构形式不同可分为双绕组变压器、三绕组变压器、多绕组变压器、自耦变压器和分裂变压器等；④按铁芯与绕组的组合结构不同可分为芯式变压器和壳式变压器；⑤按调压方式不同可分为有载调压变压器和无励磁调压变压器；⑥按绝缘介质不同可分为油浸式变压器（内注矿物油或硅油等合成油）和干式变压器（内充六氟化硫气体或以树脂浇注和浸渍空冷等）；⑦按中性点绝缘水平不同可分为全绝缘变压器和半绝缘变压器（或称分级绝缘变压器）；⑧按冷却方式不同可分为油浸自冷（ONAN）变压器、油浸风冷（ONAF）变压器、强迫油循环风冷（OFAF）变压器、强迫油循环水冷（OFWF）变压器、强迫油导向循环风冷（ODAF）变压器、强迫油导向循环水冷（ODWF）变压器、干式空气自冷（G）变压器、干式浇注绝缘（C）变压器和蒸发冷却变压器。图1为强迫油循环风冷式 SFPL-120000/220 型电力变压器外形图。

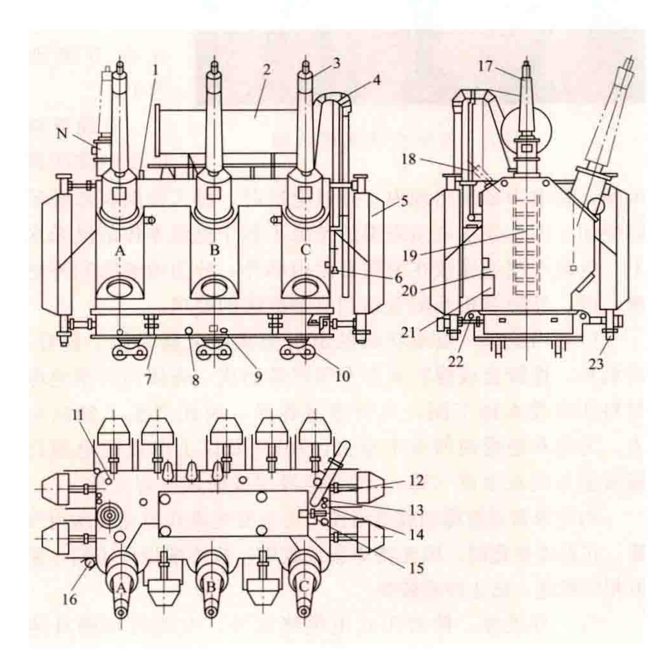


图1 SFPL-120000/220 型电力变压器外形图

1—接地套管；2—油枕；3—高压套管；4—压力释放装置；5—散热器；6—吸湿器；7—千斤顶支架；8—取油样阀门；9—接地螺钉；10—滚轮；11—分接开关操动机构；12—信号温度计；13—水银温度计；14—电阻温度计；15—气体继电器；16—事故放油阀门；17—中性点套管；18—低压套管；19—梯子；20—油箱；21—接线箱；22—起吊孔；23—潜油泵

结构 构成电力变压器的基本元件是铁芯和绕组。另外，不同电压等级的变压器有不同的绝缘结构，不同冷却介质的变压器有不同的散热结构。下面是油浸式电力变压器的结构概况。



铁芯 由芯柱、铁轭和夹件组成的变压器的主磁路，也是变压器器身的机械骨架。铁芯结构型式分芯式和壳式两种。铁芯采用彼此绝缘的薄硅钢片叠积而成，也有用硅钢板卷制成的卷铁芯。

自1935年晶粒取向的冷轧硅钢带出现后，铁芯材料由原来的热轧硅钢板改进为冷轧硅钢板，钢板厚度也由0.5mm减小到0.35mm，常用厚度仅为0.3mm、0.23mm等更薄的冷轧硅钢板。近年来又发明一种非晶无定向合金材料，又称金属玻璃，其厚度更薄为0.03mm，损耗更低。铁芯结构及加工工艺也有了不断改进，如叠片搭接由直接缝［见图2（a）］改为全斜接缝［见图2（b）］，用玻璃粘带绑扎代替用螺杆夹紧，为减少切口毛刺采用快速自动剪切机剪切。铁芯材料、结构及加工工艺的改进，都是为了降低变压器的铁芯损耗。

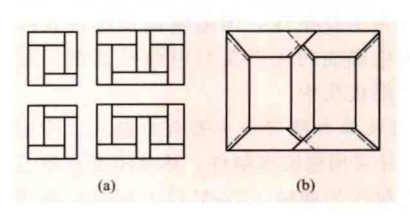


图2 铁芯叠装示意图

（a）直接缝铁芯；（b）全斜接缝铁芯

电力变压器的铁芯多数为芯式结构。芯式变压器中通常采用单相二柱式和三相三柱式铁芯。大容量变压器由于受运输高度的限制，有的采用单相四柱（二柱旁轭式）铁芯、单相单柱旁轭式铁芯和三相五柱（三柱旁轭式）铁芯。壳式变压器制造工艺较复杂，但具有机械强度高、漏抗小和耐冲击性能好等优点，在超高压大容量及特殊用途的变压器中均有采用。中国500kV的电力系统中也有采用壳式变压器的，750kV及1000kV变压器均采用芯式变压器。芯式变压器和壳式变压器的结构示意分别如图3及图4所示。

从图3和图4中不难看出芯式与壳式变压器的主要区别在于磁路即铁芯的布置不同，芯式变压器铁芯大部分在绕组之中，只有一部分在绕组之外构成铁轭作为磁回路；而壳式变压器铁芯的轭包围住绕组，好像形成一个外壳，因此而得名，也有叫做外铁式的。但无论芯式或壳式，其电磁原理完全相同。

变压器的铁芯和夹件需要用绝缘纸板隔开，并分别通过

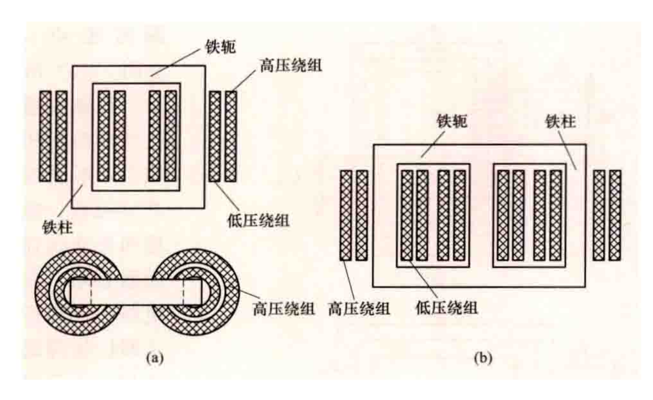


图 3 芯式变压器结构示意图

（a）单相；（b）三相

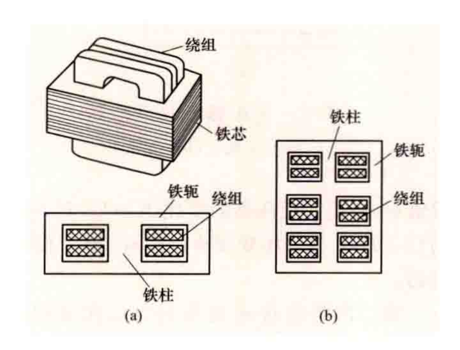


图 4 壳式变压器结构示意图

（a）单相；（b）三相

油箱接地。对于大、中型电力变压器，为便于检查铁芯接地故障，通常将铁芯接地引线通过瓷套引至油箱外部再接地。

绕组　构成与变压器标志的某一电压值相对应的电气线路的一组线匝。变压器的绕组有多种绕制方式和结构型式，下面是芯式变压器的绕组型式分类情况。

- 绕组
  - 层式绕组
    - 圆筒式：单层圆筒式、双层圆筒式、多层圆筒式、分段圆筒式
    - 箔式：一般箔式、分段箔式
  - 饼式绕组
    - 连续式：一般连续式、半连续式
    - 纠结式：纠结连续式、普通纠结式、插花纠结式
    - 内屏蔽式（插入电容式）
    - 螺旋式：单螺旋式、双螺旋式、四螺旋式
    - 交错式（交叠式）：直绕式、套装式

圆筒式绕组是最简单的一种绕组型式，它由一根或几根并联的绝缘导线沿轴向螺旋形连续绕制而成。当匝数多时可绕成多层式，层间可设纵向油道。圆筒式绕组一般用于小型变压器，但由于其耐雷电冲击性能好，在超高压变压器绕组中的应用较为广泛。

箔式绕组是用铜或铝金属箔按每层一匝（低压绕组）或分段为几匝（高压绕组）连续绕制而成的。它具有较高的抗短路电流强度的能力，在配电变压器中逐步得到应用。

连续式绕组是由若干根扁线沿辐向绕制成的一组饼状线段组成的，每一线段有若干匝，每匝为一根或由几根扁线并联。连续式绕组结构机械强度高，散热性能好，可用于较大容量的电力变压器，但由于其耐雷电冲击性能较差，故不能满足较高电压的要求。

纠结式绕组是一种线匝之间交叉纠结连接的特殊连续式绕组，它的线段中相邻的两个线匝在电气上并不直接串联，而是间隔几个线匝再串联，以增大纵向电容，改善冲击波作用下绕组上的电位分布，从而提高变压器的耐雷电冲击能力。纠结式绕组绕制工艺较复杂，导线焊接点多，所以有时可采用部分纠结和部分连续的纠结连续式绕组。当并联导线的根数较多时，有时也将各根导线互相之间交叉排列，称之为插花纠结式绕组。

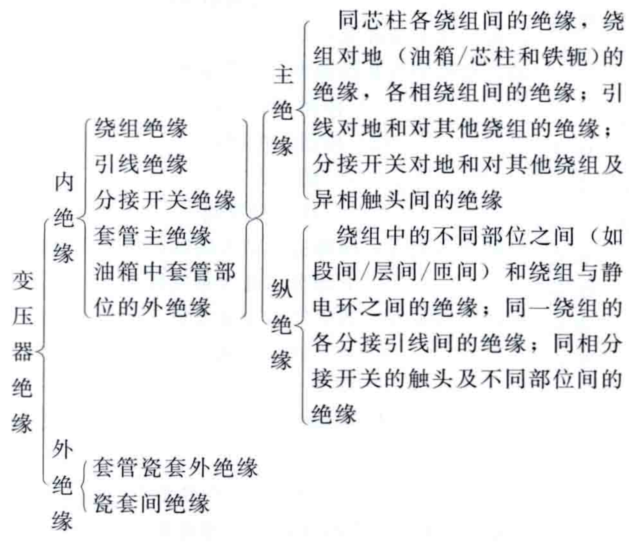
内屏蔽式绕组是在连续式绕制的部分线段的指定匝间插入不承担负载电流的绝缘导体的绕组。内屏蔽式绕组增加了绕组的纵向电容，改善了电位分布，是最适用于并联导线根数较多或采用换位导线而无法纠结绕制的大容量高电压绕组。

螺旋式绕组是由若干根扁线沿辐向排列再沿轴向间隔一个油道宽度绕成螺旋状的绕组。根据并联导线的根数不同，螺旋式绕组可分为单螺旋式、双螺旋式和四螺旋式三种，一般用于低压大电流绕组或调压绕组。

交错式绕组（又称交叠式绕组），可分直绕式和套装式，是一种由不同型式的线段交错排列而成的绕组。交错式绕组能够减小漏磁，因而可以减小电磁力和附加损耗。直绕式是把高低压绕组依次直接绕成；套装式的高压绕组一般先绕成双饼线段。低压绕组为短螺旋式，经过整形后再按要求套装在一起。然后再进行出头焊接。线段间的油道常用特制的 U 型垫块填充。

还有一种壳式变压器常用的交叠式绕组，是沿铁芯柱的方向将高、低压绕组分成若干组混合交叠排列而成的绕组。

绝缘　变压器内导电体之间和导电体与地之间的介质结构。变压器的绝缘按能长期承受工频工作电压、可能遭受的工频过电压、雷电过电压和操作过电压进行设计。变压器的绝缘结构按其部位与功能可作如下分类：



油浸式变压器中主要的绝缘材料是变压器油和纤维绝缘纸，而在干式变压器中较多使用合成绝缘材料。油纸绝缘结构从小型配电变压器到超高压和特高压变压器，基本都能满足使用要求。绝缘纸和压制成的绝缘纸板通常用作匝间、层间绝缘和绕组中的垫块、撑条，主绝缘的隔板、角环、绝缘筒等，作为固体绝缘。在固体绝缘的间隙部位则由绝缘液体（变压器油）来填充。为了提高变压器的绝缘性能，除靠保持有足够的绝缘距离外，在电压等级较高的变压器内，还要

采取绕组的不同绕制方法、绕组端部加装静电环、使用成型绝缘件等措施，使电场分布尽量均匀，还对铁芯实行屏蔽以提高工频电压下的起始放电电压。

调压装置　为适应系统电压幅值或相位在一定范围内变化的需要而进行变压器电压调整的装置（见变压器调压装置）。实现电压幅值的变化而不改变其相位的电压调整称为同相调节，是大多数变压器采用的调整方式。调节变压器输出电压相角的电压调整称为相位调节，如输出端电压的相位按 90°方向调节幅值的称为横向调节，主要用于环网以强制分配环网电流，达到降低线损的目的。同相调节是利用改变同一铁芯柱的绕组匝数来实现的，相位调节是利用不同芯柱上的调压绕组相串联或联结组别的变化来实现的。

油箱　油浸式变压器的外壳。根据不同的散热条件，有平面油箱、管式油箱和波纹式油箱等。为满足现场检修或维护的需要，有钟罩式油箱和上顶盖法兰密封式油箱等。为满足运输要求，有箱外带挂钩的、适合悬吊运输的斜式油箱和分成几部分的分裂式油箱和一般油箱等。为满足油箱机械强度要求，大型变压器的油箱通常焊有加强筋和相应的加固结构。

冷却装置　见变压器冷却。

变压器套管　见套管。

保护装置　除系统中设置的有关变压器的继电保护装置外（见变压器保护），属于变压器自身的保护装置如下所示。

- 变压器保护装置
  - 延缓绝缘老化的措施
    - 储油柜式油保护措施
      - （1）油面空气经吸湿器通往大气；
      - （2）充氮油封或氮气囊封；
      - （3）用橡胶隔膜或胶囊封；
      - （4）用半导体致冷元件干燥封闭
      - 在储油柜中的空气
    - 油箱（或上部冲氮）全密封
    - 油流路径中安装净油器（内部装吸附剂）
  - 防止事故扩大和故障发展的装置
    - 气体继电器
      - （1）作用于信号；
      - （2）作用于跳闸；
    - 压力释放装置
      - （1）防爆管；
      - （2）压力释放阀
    - 自动灭火装置：故障后自动关闭油枕下连管阀门，下部自动通入氮气搅拌油
    - 绝缘检测装置：油中气体成分分析、局部放电测试、油温监测、绕组热点温度监控等

工作原理　以最基本的双绕组变压器为例，其工作原理如图 5 所示。

当交流电压加于一次绕组两端时，在铁芯中产生与电源频率相同的交变磁通交链着两个绕组，磁通在两个绕组的每一匝绕组中所产生的感应电动势相等。根据电磁感应定律，绕组两端产生的感应电动势（e）与其包围的磁通的变化率（$d\phi/dt$）及绕组的匝数（n）成正比，即 $e=-n d\phi/dt$。当电源为正弦波时，一次绕组感应电动势的有效值 $E_1=4.44fn_1\Phi_m$，其中 f 为电源频率，Φ_m 为主磁通幅值；二次绕组感应电动势的有效值为 $E_2=4.44fn_2\Phi_m$。

空载时，一次绕组的空载电流 $\underline{I}_0$ 产生的磁通，除交链两个绕组的主磁通 $\underline{\Phi}_m$ 外，还有一小部分是仅交链本身绕组的漏磁通 $\underline{\Phi}_{11}$，如图 5（a）所示。漏磁通通过外部空间相闭合，不受铁芯的磁滞、磁饱和等非线性因素影响，在电路中仅起产生漏抗压降的作用。由于漏抗压降很小，当只从数量关系分析时，可以认为一次绕组端电压的有效值 $U_1=E_1$，此时二次绕组开路电压的有效值 $U_{20}=E_2$。变压器的变比 $K=E_1/E_2\approx U_1/U_{20}$。若 $n_1>n_2$，则 $U_1>U_2$，为降压变压器；若 $n_1<n_2$，则 $U_1<U_2$，为升压变压器。

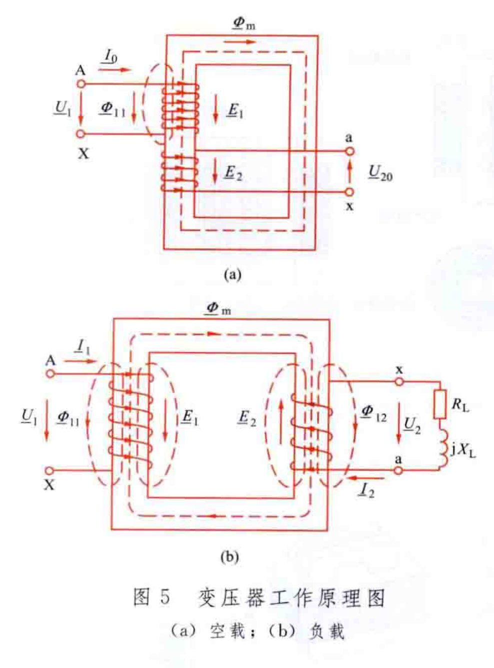


图 5　变压器工作原理图

（a）空载；（b）负载

当二次绕组接通负荷后，二次绕组中有电流 $\underline{I}_2$ 流过，如图 5（b）所示。一次电流必定随之增加以抵消二次电流感应产生的磁通势，保持铁芯中主磁通 $\underline{\Phi}_m$ 不变。因此，一次电流与二次电流所产生的合成总磁通势在铁芯中所产生的工作磁通几乎与负荷无关，带负荷时的励磁电流可认为与空载电流近似相等。在忽略负载时的励磁电流（因此值很小）的情况下，由磁通势平衡方程式可推导出：$I_1/I_2\approx n_2/n_1=1/K$，即通过一、二次绕组的电流值与其匝数成反比。变压器带负荷时，一次绕组流过的电流有两个分量，即励磁电流分量和负荷电流分量，二次绕组输出的能量完全是经过一次绕组传递的。

变压器在传递能量的过程中，空载电流和负载电流会引起损耗。二次输出功率 P_2 与一次输入功率 P_1 之比称为变压器效率，即 $\eta=P_2/P_1$。

用途　利用升压变压器把发电机的端电压升高到输电电压，使相同的输送容量下电流可减小，降低线路损耗和线路压降。当电能输送到用电地区后，需要用降压变压器把电压降至配电电压，然后由配电变压器把电压降低到用电电压。几个不同电压等级的输、配电系统需要彼此连接时，可用联络变压器来实现。

额定参数　电力变压器的额定参数主要有额定电压、额定电流、额定容量和额定频率。此外，还有绕组的联结组别、电压调整方式和范围、阻抗电压、空载电流、空载损耗、绝缘水平、正常使用条件和非正常使用条件等。

额定电压是单相变压器的绕组端子间或三相变压器与线路连接的端子间由铭牌所规定的电压值。额定电流是绕组的额定容量除以该绕组的额定电压及相应的相系数（单相为 1，三相为 $\sqrt{3}$）所得的电流值。额定容量是视在功率的惯用值。长期连续运行条件下保证的额定容量值为额定电压、额定电流和相应相系数的乘积。变压器额定容量有

的是指输入视在功率，也有的是指输出视在功率，各国标准对此规定不一。

历史及前景 1831年法拉第从实验中发现电磁感应现象，为变压器的发明打下了基础。世界上第一台为申请专利用拉丁语命名的变压器，于1884年9月在匈牙利的岗茨工厂诞生，该台闭路铁芯变压器的频率为40Hz，容量1400V·A，一、二次侧电压为120/72V。1890年德国、瑞典几乎同时生产了三相电力变压器。1975年联邦德国生产的一次侧额定电压为1150kV、容量为1800MV·A的单相大型电力变压器，是迄今世界上额定电压最高、容量最大的电力变压器。

为提高变压器的可靠性和经济性，近年来主要是加强了对变压器原材料和结构的研究。如为了降低铁磁损耗，变压器铁芯采用高磁感应冷轧取向硅钢片，发展了经激光处理的高导磁硅钢片和非晶合金材料。为了降低涡流损耗，在绕组绕制中采用换位导线，在绝缘材料方面，使用不同拉伸率的皱纹纸以提高绝缘紧密度，利用菱形点胶纸以增强纸的机械强度。为了提高温升限值和延缓绝缘老化，在造纸过程中加入定量的防止热裂解的稳定剂，制成耐高温纸。此外，煤油气相干燥等新的工艺方法已在大型变压器的器身干燥处理方面获得广泛应用。

为解决大型变压器的运输困难问题而研究并成功采用的分体运输、现场组装变压器，是将变压器的油箱、器身、附件分别运输至变压器使用地点，在现场完成整体组装和试验后投入运行。（见变压器运输）

dianli dianlan

电力电缆

（power cable） 由一根或多根相互绝缘的导体外包绝缘和保护层制成，将电力从一处传输到另一处的导线。火力发电厂大量采用高压和低压电力电缆，作为电源与用电负荷之间的连接。厂用电系统3～10kV电缆主要采用阻燃交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套铜芯电缆，1kV电缆主要采用阻燃交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套铜（铝）芯电缆、阻燃聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套铜（铝）芯电缆。如图所示为上海电缆厂生产的电缆。



上海电缆厂生产的各种电缆

结构 电力电缆的基本结构由线芯（导体）、绝缘层、屏蔽层和保护层四部分组成。线芯是电力电缆的导电部分，用来输送电能，是电力电缆的主要部分。绝缘层是将线芯与大地以及不同相的线芯间在电气上彼此隔离，保证电能输送，是电力电缆结构中不可缺少的组成部分。15kV及以上的电力电缆一般都有导体屏蔽层和绝缘屏蔽层。保护层的作用是保护电力电缆免受外界杂质和水分的侵入，以及防止外力直接损坏电力电缆。

分类 按额定电压等级可分为大于1kV的高压电力电缆和小于等于1kV的低压电力电缆；按绝缘材料的不同，电力电缆可分为油浸纸绝缘电缆、挤包绝缘电缆和压力电缆三大类。

油浸纸绝缘电缆 用纸带绕包在导体上经过真空干燥后，浸渍矿物油作为绝缘层，在其上再挤包金属套的电力电缆。20世纪50年代前，用作电压等级在35kV及以下的电力电缆线路。油浸纸绝缘的电性能非常稳定，有的油浸纸绝缘电缆运行了70多年，仍在使用。即使在60年代后电力电缆绝缘材料不断更新的时期，油浸纸绝缘电缆仍占有广泛的使用领域。半个多世纪以来，油浸纸绝缘电缆经过不断改进和发展，可分成黏性浸渍纸绝缘电缆和不滴流电缆两种，而按不同的结构，这两种电缆又都可分为带绝缘电缆、屏蔽型电缆和分铅型电缆。

挤包绝缘电缆 由于石油工业的发展，开发了较多电性能良好的聚合材料，用它挤压在导体上作为电缆的绝缘。这种电缆不存在油浸纸绝缘电缆的淌油等缺点，而且制造工艺简单，近年来已有取代油浸纸绝缘电缆的趋势。按聚合材料的不同，挤包绝缘电缆又可分成聚氯乙烯电缆、聚乙烯电缆、交联聚乙烯电缆和乙丙橡胶电缆。在发电厂使用的电缆基本上为挤包绝缘电缆。

压力电缆 主要用于63kV及以上电压等级的电缆线路。油浸纸绝缘电缆的纸层间，经过运行，总是存在气隙，这种气隙在电场强度较高时，会出现游离放电，最终导致绝缘层击穿。为了抑制气隙，用带压力的油或气填充或压缩气隙，是压力电缆的结构特点。按填充或压缩气隙的措施不同，压力电缆可分成自容式充油电缆、充气电缆、钢管电缆、钢管压气电缆和压气（SF_6）绝缘电缆。

发展及趋势 最原始的电力电缆是用黄麻绕包在铜棒上再用石蜡浸渍后放在铸铁管中。1914年M. 霍赫施泰德（M. HÖchstadter）创造了屏蔽型电缆；1914年邓希思（Dunsheath）发展了分铅型电缆；1917年L. 埃曼努埃利（L. Emanueli）发明了充油电缆；1923年美国敷设66kV充油电缆；1924年敷设132kV充油电缆；1938年瑞典南方电厂敷设380kV充油电缆；1955年敷设425kV充油电缆。1957年法国制造500kV充油电缆。1931年贝内特（Bennett）首创了钢管充油电缆；1972年美国制成500kV钢管充油电缆；1933年C. J. 比弗（C. J. Beaver）试验成功了132kV充气电缆；1944年英国敷设了第一根3kV聚乙烯电缆。1946年美国首次制成15kV聚乙烯绝缘电缆；1952年采用辐照交联聚乙烯制造电缆；1961年日本购得美国专利首先制造化学交联聚乙烯电力电缆，1962年制成66kV级，1973年试制275kV级交流电力电缆和500kV直流电缆；1980年研制500kV级交流电力电缆。挤包绝缘电缆由于没有淌油等缺点，也无需如压力电缆那样需要用油或气填充或压缩纸层间气隙，因此挤包绝缘电缆经过不断改进，已取代了油浸纸绝缘电缆和压力电缆。超导电缆在中低压电压等级及短距离大电流的场合，如城市配电、发电厂、变电站

母线等已得到了初步应用（见云南昆明普吉变电站35kV超导电缆工程），而用于输电的超导电缆离实用化还有一段路要走。2002年，日本完成一组100m、66kV/1kA的平行三芯超导电缆试验系统，2003年又完成500m、77kV/1kA的高温超导电缆试验。2006年，美国长度为600m的三相138kV/2.4kA的冷绝缘高温超导电缆投运。

dianli dianlan xianlu

电力电缆线路 (power cable line) 采用电缆输送电力的输电和配电线路。一般敷设在地下或水下，也有架空敷设的配电电缆线路。电力电缆线路主要由电缆本体、电缆接头和电缆终端等组成，有些电力电缆线路还带有附属设备，如充油电缆供油装置、电缆护层保护器等。有些电力电缆线路也包括相应的附属设施，如电缆沟、电缆排管、电缆竖井、电缆隧道等。

早在1880年，爱迪生（Edison）在纽约、费兰蒂（Ferranti）在伦敦几乎同时用绝缘导线埋在地下，作照明供电使用，成为最早的电力电缆线路。中国第一根电力电缆线路于1987年在上海投入使用。1932年在意大利米兰安装了世界第一条220kV充油线路。1974年在美国大古力（Grand Coulée）建成了525kV充油电力电缆线路。中国第一条110kV充油电缆线路于1959年在南京投入使用。20世纪80年代日本生产了世界第一根500kV交联聚乙烯电缆；世界第一条长距离500kV交联聚乙烯电缆线路于2000年在日本安装；中国第一条长距离500kV交联聚乙烯电缆线路于2010年在中国上海市安装，线路长度15.6km（见上海三林—静安500kV交流电缆工程），如图1所示为进线电缆施工。近年来，在220kV及以下电压等级交联聚乙烯电缆已取代充油或油浸纸绝缘电缆。



图1 静安500kV地下变电站进线电缆施工 （方惠忠 摄）

随着电缆线路绝缘结构的发展，电缆线路的敷设方式也不断发展。1916年在美国旧金山成功敷设了长6km的12kV 3芯海底电缆，1922年在日本东京采用了排管敷设的电缆线路（见电缆排管敷设），1938年在美国农村采用了配电架空电缆，1962年在英国爱亭顿（Addington）与裴亭顿（Beddington）之间装设了间接冷却电缆线路，后来还出现了水底、隧道、桥梁等多种敷设方式。中国最长的500kV海底电缆敷设在海南，线路长度约31km（见广东—海南500kV交流联网海底电缆工程）；最长的桥梁敷设电缆在上海洋山深水港（见图2），桥上敷设110kV电缆长度约27km。

由于城市工商业的发展，负荷密度的增加，用架空线作为城市输、配电线路，已经无法适应城市发展及美化的需要，因此电力电缆线路得到不断发展并成为建设现代城市的一个重要环节。电力电缆线路多建在城市，中国规定城市电力网的输电线路与高、中压配电线路应采用电缆线路的情况：①依据城市规划，繁华地区、重要地段、主要道路、高层建筑区及对市容环境有特殊要求者；②架空线路和线路导线通过严重腐蚀地段在技术上难以解决者；③供电可靠性要求较高或重要负荷用户；④重点风景旅游区；⑤沿海地区易受热带风暴侵袭的主要城市的重要供电区域；⑥电网结构或运行安全的需要。城市电力网低压配电线路应采用电缆线路的情况：①负荷密度高的市中心区；②建筑面积较大的新建居民住宅小区及高层建筑小区；③依据规划不宜通过架空线的街道或地区；④其他情况经技术经济综合比较采用电缆线路更为合适者。对于应采用电缆线路而地下不具备敷设条件时，可采用绝缘电缆架空敷设方式。



图2 上海临港—洋山110kV交流桥梁敷设电缆工程

电力电缆线路的主要优点是：①不受自然气象条件（如雷电、风雨、盐雾、污秽等）的干扰；②不受沿线树木生长的干扰；③有利于城市环境美化；④不占地面走廊，同一地下通道可容纳多回线路；⑤有利于防止触电和安全用电；⑥维护费用小。缺点是：①同样的导线截面积，输送电流比架空线的小；②投资建设费用比率成倍增大，并随电压增高而增大；③事故修复时间长。

dianli dianlan xianlu guodianya fanghu

电力电缆线路过电压防护 (overvoltage protection of power cable line) 为防止雷电、操作过电压和工频感应电压对电力电缆线路的损害而采取的保护措施。根据电缆线路的保护部件不同，可分为电缆头防护和电缆护层防护。

电缆头防护 对连接架空线路的电缆头采取的过电压保护措施。主要有进线段的架空线路转接电缆和变电站内的电缆转接架空线路两种情形，所采取的保护措施相同。

为防止雷电侵入波对电缆线路的损害，长度超过50m的电缆，应在其两端装设金属氧化物避雷器（metal oxide surge arrester，MOA）；长度不超过50m的电缆，只在其中一端装设MOA即可。

MOA应装设在电缆头附近，其接地端应与电缆金属外皮连接。对于单芯电缆，末端的金属外皮应经MOA接地，见图1(a)；对于三芯电缆，金属外皮应直接接地或与气体绝

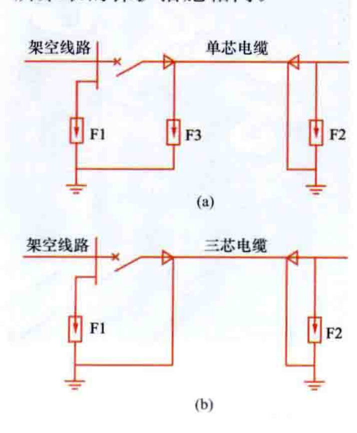


图1 电缆头防护的接线方式
(a) 单芯电缆的保护接线；
(b) 三芯电缆的保护接线

缘金属封闭开关设备（GIS）外壳连接接地，见图1（b）。在电缆头处装设的F1、F2和F3，应选用与变电站用MOA相同的参数。

电缆护层防护　对电缆线路金属护层采取的过电压防护措施。在系统中运行的单芯同轴电缆线路，为了降低和消除环流，采用电缆金属护层单端互联接地或交叉互联两端接地方式，如图2所示，图中R、R_1、R_2为接地电阻。在护层的不接地端或交叉互联处，会产生感应电压。

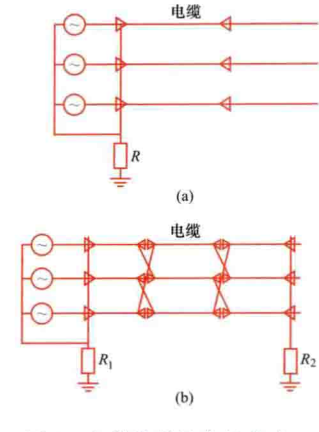


图2　电缆护层的接地方式
(a) 护层单端互联接地；
(b) 护层交叉互联两端接地

为了限制电缆金属护层上的感应电压，在金属护层的不接地端或交叉互联处，应装设MOA来保护电缆护层绝缘。对于单端互联接地的电缆线路，在1km以上的分段电缆合闸时，金属护层应装设MOA，采用Y_0接法；对于护层交叉互联的电缆线路，金属护层交叉互联处应装设MOA保护，采用Y_0、Y和△接法都可，其中Y_0接法较为简单。在电缆护层装设的MOA，需根据电缆线路过电压和故障电流等计算，参考电力系统中其他MOA选择原则，确定其技术参数。

为了降低电缆护层在电缆中流过大故障电流时的工频感应电压，应尽量降低金属护层的接地电阻。（见电气装置接地电阻）

dianli dianrongqi

电力电容器

（power capacitor）　用于电力系统和电工设备，由两片接近并相互绝缘的导体制成的电极组成的储存电荷和电能的器件。电容器电容的大小，由其几何尺寸和两极板间绝缘介质的特性来决定。当电容器在交流电压下使用时，常以其无功功率表示电容器的容量，单位为乏或千乏。

电容器按介质材料的不同分有机介质电容器（包括漆膜电容器、混合介质电容器、纸介电容器、有机薄膜介质电容器、纸膜复合介质电容器等），无机介质电容器（包括陶瓷电容器、云母电容器、玻璃膜电容器、玻璃釉电容器等），电解电容器（包括铝电解电容器、钽电解电容器、铌电解电容器、钛电解电容器及合金电解电容器等）和气体介质电容器（包括空气电容器、真空电容器和充气电容器等）。

电力电容器按其用途不同可分为并联电容器、串联电容器、耦合电容器、断路器电容器、电热电容器、脉冲电容器、直流和滤波电容器、标准电容器等。

并联电容器　原称移相电容器。主要用于补偿电力系统感性负荷的无功功率，以提高功率因数，改善电压质量，降低线路损耗。

串联电容器　串联于工频高压输、配电线路中，用以补偿线路的分布感抗，提高系统的静、动态稳定性，改善线路的电压质量，加长送电距离和增大输送能力。

耦合电容器　主要用于高压电力线路的高频通信、测量、控制、保护以及在抽取电能的装置中作部件用。

断路器电容器　原称均压电容器。并联在超高压断路器断口上起均压作用，使各断口间的电压在分断过程中和断开时均匀，并可改善断路器的灭弧特性，提高分断能力。

电热电容器　用于频率为40～24 000Hz的电热设备系统中，以提高功率因数，改善回路的电压或频率等特性。

脉冲电容器　主要起储能作用，用作冲击电压发生器、冲击电流发生器、断路器试验用振荡回路等基本储能元件。

直流和滤波电容器　用于高压直流装置和高压整流滤波装置中。

标准电容器　用于工频高压测量介质损耗回路中，作为标准电容或用作测量高压的电容分压装置。

dianli xitong canshu xiezhen guodianya

电力系统参数谐振过电压

（resonant overvoltage of electric power system）　振荡回路中某一储能元件的参数随时间作周期性变化而形成的谐振过电压。（见电力系统谐振过电压）

产生机理和谐振性质　实际电力系统中的时变参数是指同步电机的同步电抗。凸极电机在作同步运行时，其电抗值在直轴同步电抗x_d和交轴同步电抗x_q之间变化，当凸极和隐极电机处在异步工作状态时，其电抗值在直轴暂态电抗x_d'和x_q'之间变动，它们的变动频率均为工频的两倍。如果电机端部接有较大的容性负载（例如空载长线），其容抗在x_d和x_q之间，或者x_d'和x_q'之间，则会发生特殊的参数谐振现象，谐振的频率等于工频。凸极电机同步运行时产生的参数谐振称为同步自励磁，凸极和隐极电机异步运行时产生的参数谐振称为异步自励磁。

在具有时变参数的振荡回路中，通过电感参数的周期性变动而输入谐振能量，如果此能量大于串联回路中的电阻耗能，则谐振振荡将持续发展，过电压的幅值也不断增大而不受电阻的限制，实际上，由于电机铁芯的饱和和导线电晕损耗的抑制，参数谐振过电压一般不超过相电压的1.5～2.0倍。

维持参数谐振的能量系由驱动电机转子旋转而使电抗作周期性变化的机械能直接转化而来。在实际情况下，只要电容器上留有不大的残余电荷，或者铁芯电感中有微小的剩磁或励磁电流，均可使得同步自励磁（即使励磁绕组开路）或异步自励磁（即使励磁电流为零）现象得以持续发展。同步自励磁过电压和过电流的发展速度较慢，现代的快速自动励磁调节装置一般可予抑制。反之，异步自励磁的发展速度极快，调节装置起不到限压作用。

当电机容量不大时，它与数百千米空载线路相连就可激发起自励磁现象。中国在10kV（带有串联补偿）至220kV电力系统中都曾发生过这种参数谐振事故。

防止措施　为了消除参数谐振，原则上可在串联回路中临时（例如在电力系统同步并列时）投入一个阻尼电阻，但此电阻的容量很大，且需增添开关设备。对于计划性的合闸操作，尽量先在大容量的电源侧进行，或者增大发电机的投入容量，以便减小电抗参数，从而破坏参数谐振条件。在超高压长线路中，常在线路侧装设并联电抗器，它可补偿空载长线的电容，增大串联回路中的等效容抗，使之落在自励磁区域之外。

dianli xitong caozuo guodianya

电力系统操作过电压

(switching overvoltage of electric power system)　电力系统中的故障和操作导致暂态或瞬态电磁振荡而产生的过渡过程过电压（见电力系统内部过电压）。暂态振荡的全过程围绕着操作后的暂时过电压（如工频过电压）进行，其振荡幅值的大小决定于操作前的初始电压和操作后的暂时过电压（见电力系统暂时过电压）。忽略回路损耗时，操作过电压幅值＝（暂时过电压－初始电压）＋暂时过电压。操作过电压幅值与系统最高工作相电压幅值之比称为操作过电压倍数。

操作方式和故障形式的多样性决定了操作过电压的不同类别，主要有中性点不直接接地系统中的间歇性电弧接地过电压（见电力系统间歇性电弧接地过电压），空载线路的合闸过电压（见电力系统合闸过电压），空载线路、空载母线和电容器组的分闸过电压（见电力系统开断电容负载过电压），空载变压器、电抗器和电动机的分闸过电压（见电力系统开断电感负载过电压），接地故障引起的过电压，故障清除过程在相邻健全线路引发的故障清除过电压，不对称接地或系统失去稳定引起的长线解列过电压（见电力系统解列过电压），气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）操作空载母线时产生的特快波前过电压（见电力系统特快波前过电压）。

由于影响操作过电压的因素很多，且具有随机性，因此，操作过电压的大小遵循统计分布规律。在绝缘配合设计时，一般取概率曲线中2%处的过电压值（大于及等于此过电压的概率为2%，称为2%统计过电压）进行配合。

系统中性点的接地方式对操作过电压的影响很大。在中性点非直接接地的系统中，中性点位移现象会导致很高的过电压（可达4倍相电压左右）。中性点直接接地的110～220kV系统的过电压值一般小于3倍相电压。超高压长线路中的过电压值可能很高，除用并联补偿设备限制工频过电压外，尚需采用专门措施限制操作过电压值，如采用金属氧化物避雷器和断路器的并联电阻等，以使过电压值降至2.0～2.5倍相电压以下。

不同类别的操作过电压的波头时间和持续时间差别很大。间歇性电弧接地过电压的持续时间较长，一般以秒计；空载线路分闸过电压的波头时间短，以微秒计，持续时间可达数十毫秒；空载变压器分闸过电压的波头时间范围很宽，与变压器的特性和接线有关，一般以微秒计，变压器至断路器有电缆接线时，可以达到以毫秒计；空载线路合闸和长线解列过电压的波头时间从几十微秒到以毫秒计，持续时间一般几十毫秒，带高压并联电抗器的线路，过电压衰减可能很慢，持续时间可达数百毫秒；而气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）操作空载母线时，可产生电力系统特快波前过电压，其波头时间为纳秒级。它们是确定超高压电气设备的操作冲击耐受电压的主要依据。

特高压系统操作过电压与超高压系统操作过电压有相似之处，但由于运行电压高，为了降低设备尺寸和造价，过电压限制倍数要低于超高压系统，一般均要通过采用高性能的避雷器、断路器并联电阻等措施来降低操作过电压水平；此外，由于特高压线路一般较长，断路器一般均装设合闸电阻，造成特高压系统操作过电压的波头时间比超高压输电系统长。

dianli xitong dianci jianrong

电力系统电磁兼容

(electromagnetic compatibility in power system)　电力系统中一次设备和二次设备在其所处的电磁环境中能正常工作且不对该环境中任何设备或物理系统构成不能承受的电磁骚扰的能力。电力系统电磁兼容既包括电力系统中一次系统对二次系统的电磁干扰（见《电工技术基础卷》电磁干扰）及抑制，也包括电力系统（强电系统）对其他邻近敏感物理系统（通信系统、无线电系统等弱电系统）的电磁影响及其防护。电力系统电磁干扰按其所引起的结果来分，可以分为危险影响和干扰影响两种。危险影响是指设备绝缘破坏，完全丧失其功能，或者危及人身安全（见输电线路对电信线路的危险影响、输电线路对金属管道的电磁影响、直流系统接地极对环境的影响）；干扰影响则是指引起设备性能劣化或运行状态改变（见输电线路对电信线路的干扰影响、输电线路对无线电台站的干扰影响、输电线路对地震台站的干扰影响）。

电力系统电磁兼容三要素　包括电磁骚扰源、电磁耦合途径和电磁敏感对象三个组成部分，是研究和解决电力系统电磁兼容问题的三个基本着力点（见《电工技术基础卷》电磁兼容）。

电力系统电磁兼容问题　归结为三个方面：①变电站/换流站电磁兼容技术问题；②输变电工程电磁环境问题；③电能质量问题。

变电站/换流站电磁兼容技术问题　变电站/换流站是电力系统中一次设备和二次设备最为集中的场所，是电力系统电磁兼容的主要研究对象。[见变电站（换流站）电磁骚扰]

输变电工程电磁环境问题　主要体现在：电力系统对邻近其他物理系统的电磁影响；电力系统工频电磁场（见变电站工频电场、变电站工频磁场）及其生物效应问题；变电站/换流站、交直流输电线路的电磁环境评价问题（见输变电工程电磁环境）。

电能质量问题　电磁兼容问题在电力系统的主要反映。电能质量问题可分为稳态电能质量问题和暂态电能质量问题。电能质量中有关电压偏差、频率偏差、谐波等稳态电能质量指标的检测已有比较成熟的检测装置，对其影响也进行了较为系统的研究。对诸如电压暂降、电压骤升、间断、脉冲、振荡等暂态电能质量问题，其所造成的影响还有待深入系统研究。电磁骚扰的解决依靠电能质量监测系统，电能质量分析及其监测涉及电力系统、自动控制、现代通信等多个领域，现代电网的电能质量监测系统正朝着在线监测、实时分析、网络化和智能化的方向发展。

具体研究内容主要有：①电磁骚扰源分析，包括谐波、雷电、开关操作、系统短路、静电放电、核电磁脉冲等；②传播方式，包括传导耦合、场耦合以及它们的组合；③电磁骚扰效应，包括一次和二次设备对各种骚扰的响应特性，电磁骚扰引起热、机械和电气的破坏作用及误动作；④电磁骚扰的测量和计算，包括测量方法、测量设备、数据处理等；⑤电磁骚扰模拟，包括电磁骚扰条件的再现、电磁骚扰机理的模拟研究等；⑥电磁抗扰度试验，包括试验方法和试验标准等；⑦电磁骚扰限值及有关标准法规；⑧电力系统对其他敏感系统的电磁影响；⑨电力系统电磁干扰防护技术，包括屏蔽（见电子设备电磁屏蔽）、接地（见电子设备接

地）、搭接、隔离（见电子设备隔离）、滤波（见电子设备滤波）、限幅等各种硬件抗干扰技术在不同电磁骚扰下的效能，以及各种软件抗干扰方法（见抗干扰软件技术）。

相关标准 现代电力系统的发、输、配、用等各个环节均会产生相应的电磁环境，可能会带来电磁骚扰问题。因此，国际相关组织制定了大量的电磁环境标准，主要包括电气设备发射限值标准、电磁环境通用发射标准、设备抗扰度标准、电磁环境通用抗扰度标准、电磁场曝露限值标准、电磁兼容测量设备标准等。不同国家的电磁环境标准不尽相同，但是均规定了电磁环境的指标限值。中国也针对电力系统的电磁环境和电磁兼容问题制定了大量的法规和规范，如《中华人民共和国环境评价法》《电磁辐射环境保护管理办法》《电磁防护规定》《500kV 超高压送变电工程电磁辐射环境影响评价技术规范》等。

发展简况 电力系统电磁兼容的研究是由电磁干扰问题的研究逐渐发展而来的。电磁干扰问题最早出现于通信领域，20 世纪 60 年代以来，随着计算机等微电子设备的广泛应用，电磁兼容更成为一个影响面广、日益受到普遍关注的问题，逐渐形成了一个涉及电工、电力电子、信息、控制、生物、医学等众多学科交叉的边缘学科。针对高压输电线路的无线电干扰问题的研究起步较早，但是直到 1960 年电力工程技术人员才开始认识到变电站中的电磁干扰问题，自 1970 年美国开始对变电站高压开关场内的电磁干扰进行研究。至 1993 年完成了变电站电磁兼容的完整研究工作，涉及变电站电磁环境的建模方法、预测计算和测量技术等。此外，苏联、加拿大、法国、意大利、德国、瑞士、瑞典和日本等国家也开展了大量的研究工作。中国从 20 世纪 70 年代第一个 500kV 超高压输电工程的设计、建设开始，就将输变电系统的电磁环境列为电网发展的关键技术之一。随着中国 1000kV、±800kV 特高压交直流输电示范工程的建设，电磁兼容问题也受到了更多的关注。尤其是在智能电网的建设背景下，电磁兼容研究也出现了新的问题。中国已将输变电工程的环境评价和验收列入了环境保护法规，同时中国的部分研究机构和高等院校也分别建立了电磁兼容实验室，装备了符合 IEC 电磁兼容标准的实验系统，建立了完善的电磁环境测试系统。

dianli xitong dianya huganqi xiezhen guodianya

电力系统电压互感器谐振过电压

(potential transformer induced resonant overvoltage of electric power system) 电磁式电压互感器由于铁芯磁饱和引起的铁磁谐振过电压（见电力系统铁磁谐振过电压）。在中性点不接地和直接接地电力系统中均有可能发生。

中性点不接地系统中电压互感器谐振过电压 图 1 中电源变压器的中性点不接地，电压互感器的中性点直接接地，其励磁电感 L_a、L_b 和 L_c 分别与导线和母线的对地电容 C_0 相并联而形成谐振回路。根据戴维南定理，可将三相对地电容等效连接在电源变压器和互感器的两个中性点之间，由此看出，谐振属于零序性质。无论是电源合闸至空载母线所引起的电压互感器的涌流现象，还是线路中发生对地闪络和熄弧后 C_0 中残余电荷经电压互感器放电所引起的磁饱和现象，都会在一定的 C_0 值下激发谐振过电压，它表现为电力系统中性点发生位移，并全部反映至开口三角形绕组，引起虚幻的接地故障信号。这是配电网中造成故障最多的一种内部过电压。

由于谐振的零序性质，导线的相间电容、并联电容器和传输的三相有功负荷均对谐振不起作用。

随着 C_0 的增加（即导线增长），将依次发生高频、工频和分频谐振。在很短的空母线合闸时，C_0 很小，会产生 3 倍以上的高频谐振过电压。较大的 C_0 则会出现工频谐振过电压，此时一相对地电压很低，其他两相的对地电压接近于线电压，故工频谐振和单相接地现象往往难以区别。当母线上的出线较长时，C_0 很大将会发生分频谐振，其频率略低于电源频率的一半，电压表的指针会发生低频摆动，谐振电压分量和开口三角形电压接近于相电压，由于此时谐振频率和相应的励磁感抗减半，互感器趋于深度磁饱和，励磁电流急剧增大，高达额定值的数十倍以至百倍以上，从而造成互感器的发热、喷油以至爆炸。在高频谐振和分频谐振时，三相对地电压同时升高。

可以通过两种途径来抑制上述谐振现象：①采取阻尼吸能措施，即在开口三角形绕组两端临时并接一个低值电阻（在 6～10kV 小电网中，可用 200～500W 的白炽灯泡）或将互感器高压中性点经大电阻接地；②破坏谐振条件，即人为地增大对地电容使之超过某一临界值，或将开口三角形绕组临时短接，或将互感器高压中性点临时不接地，或将电网改为通过消弧线圈接地。

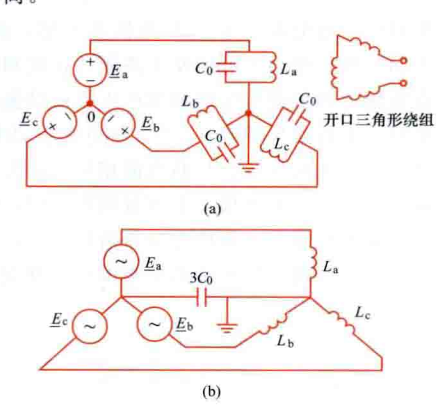


图 1 中性点不接地系统中三相电压互感器接线图和等效谐振回路

(a) 三相电压互感器接线图；(b) 等效谐振回路

中性点直接接地系统中电压互感器谐振过电压 110、220kV 变电站中断路器的断口两端普遍设置均压并联电容 C（见图 2），母线上接有电磁式电压互感器，其电感为 L，C_0 为对地杂散电容。在空母线情况下，当断路器 QF1 分闸或隔离开关 QS2 合闸时，互感器中会出现涌流等磁饱和现象而在串联回路中激发起铁磁谐振。长时间的谐振过电压和过电流将会损坏互感器，当 QF1 重新合闸供电时将会发生互感器的烧毁爆炸事故。

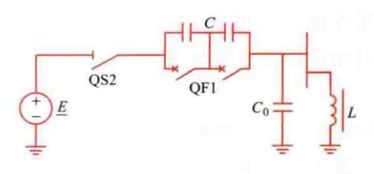


图 2 中性点直接接地系统中电压互感器的谐振接线

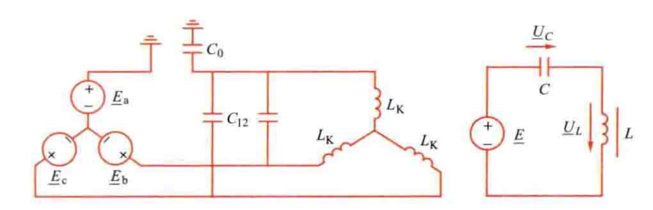
由于电源系统和互感器的中性点直接接地，母线之间的相间电容又很小，故三相谐振回路基本上是独立的，谐振可能在一相产生，也可能在两相或三相内同时产生，故即使将互感器的开口三角形绕组短接，也只能减小铁磁谐振出现的概率，甚至反而会在非谐振相上诱发出铁磁谐振。为了限制谐振的持续时间，可采用类似于配网互感器的方法，在三相低压绕组的端部临时并接低值电阻或大电容（通过整流），或在互感器的三相高压绕组的端部并接高值电阻。为了

破坏谐振条件，可以人为地增大 C_0 值（在母线上接入三相集中电容或者投入一段输电线路），这会增加投资或使操作复杂化；可以拆除均压电容 C，这使断路器的开断容量显著下降；可在 QF1 和 QS2 分合闸操作之前事先切除互感器，但这是一种非正常的操作顺序。

dianli xitong duanxian xiezhen guodianya

电力系统断线谐振过电压

(broken lines induced resonant overvoltage of electric power system) 电力系统中由于导线断落而激发起来的铁磁谐振过电压（见电力系统铁磁谐振过电压）。图中所示为中性点不接地系统中单相断线和一侧导线落地所形成的典型谐振回路。按照戴维南定理，可将此图等效变换为最简单的串联电路，图中 $L=1.5L_K$，$E=E_a\frac{C_0}{C}$，$C=C_0+2C_{12}$。两相断线时亦可变换为类似的等效电路。由于 L 为铁芯电感，故在不同 C 值（即不同导线长度）下可能发生高频、工频和分频铁磁谐振，并在断线处和负载变压器端部产生铁磁谐振过电压。在工频谐振时，主回路呈现容性，$\underline{U}_L$ 与电源电动势反相，负荷变压器三相电压的相序会与断线前相反，称为相序翻转。此时负载变压器二次侧如接有小容量的电动机，将会发生反转。但当负载变压器二次侧的有功负荷较大时，其等效电阻可以吸收足够的振荡能量而使谐振强度受到抑制。



单相断线接线图及其等效电阻

$\underline{E}_a$、$\underline{E}_b$ 和 $\underline{E}_c$—电源变压器的对称电动势；L_K—空载变压器的励磁电感；C_0 和 C_{12}—导线的对地和相间电容

断线谐振亦可在消弧线圈补偿电力系统和 110～220kV 的中性点有效接地的电力系统中产生，后者是由于部分负载变压器的中性点不接地而形成断线谐振回路。

断线谐振过电压引起的绝缘损坏在配电网中较常发生，引起配电变压器绝缘闪络和避雷器损坏等。实验表明，断线后的工频谐振往往具有自励性质，为此可在空载变压器的高压或低压侧投入一定大小的相间电容，以使自励谐振转化为他励性质，然后投入瞬间吸能装置加以抑制。最好的防止措施是加强线路维护，避免发生断线。此外，一旦发生断线，则尽快切除负载变压器，以缩短谐振的持续时间。

dianli xitong feiquanxiang yunxing xiezhen guodianya

电力系统非全相运行谐振过电压

(open phase induced resonant overvoltage of electric power system)

电力系统在非全相运行条件下产生的铁磁谐振过电压（见电力系统铁磁谐振过电压）。造成非全相运行的原因，是断路器的分相切合、分相拒动和三相触头间的不同期动作，以及高压熔断器的分相熔断和不对称分合操作等。

非全相运行谐振过电压与断线谐振过电压（见电力系统断线谐振过电压）的性质基本相同，区别在于非全相运行的断线点发生在断路器或熔断器处，其谐振回路中不存在接地故障。

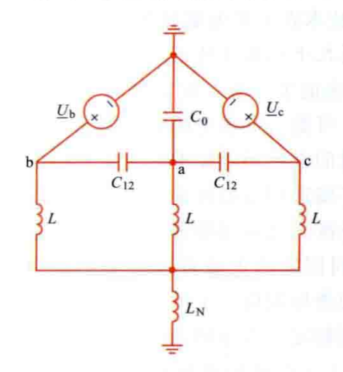


图 1 单相开断后的传递谐振回路

超高压长线路中普遍设置并联电抗器，其单相重合闸过程也是一种非全相运行方式，当单相（a 相）开断和潜供电弧熄灭后，健全相通过对被开断相的相间电容 C_{12} 而形成静电分量的传递谐振回路，如图 1 所示。图中忽略了导线电感和电源漏抗，L 为三相电抗器的正序电感，L_N 为电抗器中性点的附加电感，C_0 为导线的对地电容，$\underline{U}_b$ 和 $\underline{U}_c$ 为健全相电压，电抗器的补偿度为 $T_K=1/[\omega^2L(C_0+3C_{12})]$。在 $L_N=0$ 时，谐振条件为 $\omega L=1/[\omega(C_0+2C_{12})]$，或者 $T_K=(C_0+2C_{12})/(C_0+3C_{12})$。通常采取 $T_K<1$，故单相开断的结果使得回路接近于谐振状态。如果 $T_K<(C_0+2C_{12})/(C_0+3C_{12})$，即 $\omega L>1/[\omega(C_0+2C_{12})]$，则单相开断后可能激发起工频铁磁谐振。这些情况都会在被开断相上产生很高的恢复电压，使得电弧不能自熄，导致断路器的重合失败。为此，如在相间并接电感 L_{12}（见图 2），使得 $\omega L_{12}=1/(\omega L_{12})$，以形成并联谐振，阻塞了相间联系，非全相铁磁谐振就可被抑制。此时，图 2 中的零序电感大于正序电感，故实际上可通过在电抗器中性点上接入附加电感 L_N 来达到目的。令 L_0 为电抗器本身的零序电感，则有 $L_{N0}=L_0+3L_N$，$\frac{1}{L}=\frac{1}{L_{N0}}+\frac{3}{L_{12}}=\frac{1}{L_0+3L_N}+3\omega^2C_{12}$ 由此得 $L_N=\frac{1}{3}\left(\frac{T_KL}{T_K-T_0}-L_0\right)$，$T_0=\frac{3C_{12}}{C_0+3C_{12}}$。三个单相电抗器组的 $L=L_0$，故 $L_N=\frac{T_0L}{3(T_K-T_0)}$。

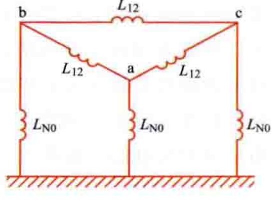


图 2 并接相间电感后的接线图

在输电线路计划性合闸的第一阶段或计划性分闸的第二阶段，导线处于单侧供电下的空载状态，如断路器分相拒动或不同期动作，将会形成与上述相仿的谐振回路，附加电感 L_N 可以同样起到消除谐振的作用。

当采用可控电抗器时，将其中性点不接地或者采取三角形接线方式，则当发生上述非全相运行状态时，快速调节三相电抗器的容量。使其相间感抗等于 $\omega L_{12}=1/(\omega C_{12})$，谐振即可消除，并使潜供电流和恢复电压下降到容许数值以下。

dianli xitong gongpin guodianya

电力系统工频过电压

(power frequency overvoltage of electric power system) 电力系统中在故障或操作等异常情况下出现的工频或接近工频的过电压。产生工频过电压的主要原因是空载线路的电容效应、不对称接地故障和突然甩负荷等。

电容效应 在由电源、电感和电容组成的串联回路中，工频容抗大于感抗时，回路中容性电流在感抗上的压降使得电容电压被抬高的现象。

空载长线路引起的工频过电压　图1为长度为l的空载长线路，由于通常$l<1500\text{km}$，导线容抗大于感抗，电容效应使得线路电压高于电源电动势$\underline{E}$，而且愈往线路末端，电压愈高。离线路末端x处的电压$\underline{U}_x$，以末端电压$\underline{U}$为基准，按照余弦的规律下降，可表示为

$$U_x = U\cos\lambda_x \tag{1}$$

$$U = \frac{E}{\cos\lambda - \frac{x_s}{Z}\sin\lambda} = \frac{E\cos\varphi}{\cos(\lambda+\varphi)} \tag{2}$$

$$\lambda_x = \omega x/v,\ \lambda = \omega l/v,\ \varphi = \arctan x_s/Z$$

式中x_s为电源等效漏抗；Z为导线波阻抗；ω为电源电动势角频率；λ为电气长度；v为导线波速，km/s。可知x_s、l愈大，电容效应和工频过电压愈大。

不对称接地时的工频过电压　线路中的不对称接地故障可使线路电压更加升高。令距离x处无故障时的三相对称电压为$\underline{U}_{xA0}$、$\underline{U}_{xB0}$、$\underline{U}_{xC0}$，在该处A相接地时，健全相的电压$\underline{U}_{xB}$和$\underline{U}_{xC}$为

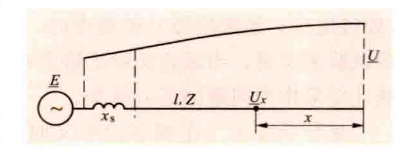


图1　空载长线路中的沿线电压分布

$$\underline{U}_{xB} = \underline{U}_{xB0} + \Delta\underline{U},\ \underline{U}_{xC} = \underline{U}_{xC0} + \Delta\underline{U} \tag{3}$$

$$\Delta\underline{U} = -\underline{U}_{xA0}\frac{k-1}{k+2},\ k = \frac{Z_{x0}}{Z_{x1}}$$

式中Z_{x0}和Z_{x1}分别为从故障点向外看去的零序和正序入口阻抗。

在B、C两相接地时，故障点的A相电压为

$$\underline{U}_{xA} = \underline{U}_{xA0}\frac{3k}{2k+1} \tag{4}$$

k值愈大，健全相电压愈高，在110kV及以上中性点直接（有效）接地的高压和超高压线路中，通常有$k=1\sim3$。在$k=3$和不计导线的损耗电阻时，可算出$U_{xB}=U_{xC}=1.25U_{xA0}$，$U_{xA}=1.29U_{xA0}$。如果考虑导线的损耗电阻，则$U_{xB}\neq U_{xC}$。

将故障点电压分解为正、负和零序分量，分别引入序电压的传递系数，可以求出各相的沿线电压分布。通常，最大电压发生在健全相的末端，同时，空载长线路末端故障时的工频过电压最高。

电力系统甩负荷过电压　在长线路传输大功率的情况下，首端母线电压等于额定电压，而首端发电机的等效电动势E则高于此额定电压。当由于故障等原因，使线路首端断路器QF1开断后（见图2），负荷被甩掉，而原动机调速器和发电机自动调压装置因惯性在一开始起不到调节作用，母线电压就从额定电压上升到E，这是形成甩负荷过电压的第一个因素。此外，由于空载发电机继续受到驱动而加速旋转，汽轮发电机在短时间内的转速可增至原来的1.10～1.15倍，水轮发电机转速可增至原转速的1.30倍以上，电源电动势和母线电压将按上述同样倍数而继续增大，这是形成甩负荷过电压的另一个因素。

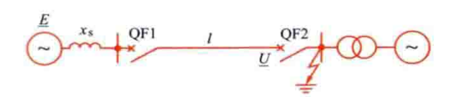


图2　断路器QF1或QF2分闸后的甩负荷接线图

如果线路末端断路器QF2首先分闸，由于长线路的电容效应，线路电压进一步升高，同时，由于电源频率随着发电机的转速正比增大，长线路电容效应将更为强烈，使得线路电压升得更高。

甩负荷后，发电机转速和线路电压约在数秒钟内到达最大值，线路最高电压可达额定值的1.5～1.6倍，然后由于原动机调速器和发电机自动调压装置的作用，首端母线电压将逐渐下降到额定值。

降低工频过电压的措施　在电力系统中，避雷器的选择决定于连接点最大可能的工频过电压，长线路中的操作过电压则在工频过电压的基础上振荡产生，因此为了降低雷电过电压和操作过电压，首先应当考虑降低工频过电压。中国的500kV电力系统一般要求母线和线路侧电压分别不超过（1.3～1.4）U_m（U_m为系统运行最高电压）。在计划性分合闸时，可在电源容量较小的一侧先分闸，在电源容量较大的一侧先合闸，从而使等值漏抗x_s和相应的过电压下降。

实际的超/特高压线路往往较长，工频过电压很高，需在线路上设置并联电抗器以削弱电容效应。图3为电抗器X_L接在空载线路末端的情形，最大工频电压$\underline{U}_{mL}$发生在离末端Δl处，并按余弦的规律向两侧下降，可用式（5）表示

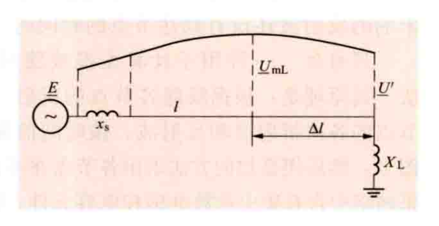


图3　并联电抗器接在空载长线路末端时的沿线电压分布

$$U_{mL} = E\frac{\cos\varphi}{\cos(\lambda+\varphi-\Delta\lambda)},\ U' = U_{mL}\cos\Delta\lambda \tag{5}$$

$$\Delta\lambda = \omega\Delta l/v = \arctan Z/X_L$$

式中U'为末端电压；Z为导线波阻抗；v为导线波速。就最大工频过电压来说，并联电抗器的采用相当于将空载线路长度缩短到$l-\Delta l$。适当地选择并联电抗器的容量、数量和安装位置，可使沿线工频过电压降至预定水平以下。

dianli xitong guodianya jisuan

电力系统过电压计算　(overvoltage calculation of electric power system)　根据对电力系统过电压建立的物理模型和数学描述，采用不同方法对电力系统过电压进行的分析和研究。计算的对象包括雷电过电压和各种内部过电压（见电力系统内部过电压）。

随着计算技术的发展进步，计算过电压的方法发生了很大的变化。在采用计算机进行过电压计算之前，主要是采用波过程计算方法，基本上是以作图、列表法求解；对于含有铁磁非线性元件的情况，则采用图解法、近似解析法等求得稳态解，因此只适用于过电压的原理分析和简单情况的计算。20世纪60年代以来，电力系统过电压的数值计算方法得到迅速发展，先后提出了不同的过电压数值计算方法，它们的主要差别在于对分布参数线路的处理方法不同。根据这些处理方法，可以建立起电力系统中各种元件的计算模型，借助于数值计算方法，编制计算软件，利用数字计算机，按照实际电力系统工程条件计算过电压，对过电压的一些影响因素进行敏感性分析，并引入概率统计理论，形成过电压概率统计计算方法。已经形成一些比较成熟的过电压计算软

件，例如由 H.W. 多梅尔（H. W. Dommel）等人所完成的电磁暂态计算程序（EMTP），可用于分析和计算大型复杂系统过电压，已得到广泛应用。

波过程计算方法 工程上比较实用的方法有彼德逊法则、等值波法则和建立在行波基础上的网格法和特性线法。这些方法只适用于节点数比较少的简单网格，但却是用计算机数值求解波过程的基础。

彼德逊法则 行波计算中一种简化计算的集中参数等值电路法则，将沿长线传播而来的电流源等效为等于导线波阻抗的电阻与 2 倍于电流源电流的串联电路。

等值波法则 在过电压计算中，以等值单线路代替连接于一个节点的多条线路，以简化计算。它是行波计算中的另一个等值计算方法，又称广义彼德逊法则。等值波法则的适用条件为：与节点相连的诸线路均为无穷长，且各线路间无耦合。如果线路为有限长，则只适用于波在最短的那条线路末端的反射波还没有到达节点的时间内。

网格法 一种用于计算无损线路网络波过程的计算方法。其原理是：根据线路各节点的折射、反射系数计算出各节点的各次折射波和反射波，按时间的先后次序表示在网格图上，然后用叠加的方法求出各节点在不同时刻的电压值。如果网络中含有集中参数电感和电容元件，则需将其用一定长度和波阻抗的无损线路近似等值。网格法原理比较简单，但对含有多个节点的复杂网络，其求解过程颇为复杂，计算工作量很大，因此该方法只适宜于计算比较简单网络的波过程。

特性线法 同时用电压波和电流波对分布参数电路的波过程进行分析的一种方法，通常是通过作图进行的。该方法是 L. 贝杰隆（L. Bergeron）提出的，故称为贝杰隆法。实际工程应用中，可能节点两侧线路的波阻抗不同，或者线路末端接有非线性阻抗，或者给出了线路两侧的边界条件等等，均可根据给定的边界条件利用作图的方法进行计算。由于是采用作图法进行计算，因此该方法的准确度较低，而且只适用于仅有一条线路的简单网络的过电压计算。

过电压数值计算 根据电力系统中各种元件的物理特性建立数学模型，借助于数值计算的方法，编制计算软件，利用计算机对电力系统的各种过电压进行计算。所用的数值计算方法有贝杰隆-多梅尔法、相-模变换法、傅氏变换法等，它们的差别主要在于处理分布参数线路的方法不同。

贝杰隆-多梅尔法 以无损线上波动方程和物理概念为基础，将网络中集中参数电感、电容元件和分布参数线路均等值为集中参数有源电阻电路，用通用的集中参数电阻网络的数值解法计算整个网络的过渡过程。它是国际上比较成熟的一种电力系统过电压数值计算方法。

实际电力线路和大地回路的参数是频率的函数，冲击电晕使线路参数不但是频率的函数，而且也是电压的函数，要能比较精确地求出过电压的数值解，还必须在计算软件中加入相应的计算模型。

相-模变换法 数值求解多相分布参数线路波过程的一种计算方法，在 n 根有耦合的线路的波过程计算中，借助于矩阵的对角化变换，使求解相互关联的相量系统（即实际系统）的电压和电流转变为求解 n 个独立的模量系统的电压和电流，从而简化计算。

傅氏变换法 求解分布参数线路波过程的一种数值计算方法。因为用于系统分析的独立变量是角频率 ω，而不是时间 t，所以也称频域分析法。其数学基础是傅里叶变换或拉普拉斯变换，其物理意义是：可以将任意周期或非周期信号分解为无穷多个不同频率的正弦信号，通常实际工程系统的信号是可以进行傅氏变换的。由于对应于时域的微分、积分运算，在频域中变成了乘、除因子 $j\omega$ 的运算，求解微分方程变成求解代数方程，使运算简化。对于含有分布参数线路的网络，有时需要考虑线路参数的频率变化特性。但是如果被研究系统的其他部分元件的参数具有非线性或时变特性时，这个方法将不适用。

过电压概率统计计算方法 研究过电压幅值概率统计特性的模拟计算方法。主要有蒙特卡洛法（Monte Carlo）、区间组合法等。它们的基础思想是：在需要得到某随机事件（如过电压、绝缘故障）的概率时，可以通过某种随机抽样的试验来实现，当试验次数足够多时，就可以把试验得到的统计结果作为问题的近似解答。

蒙特卡洛法 在概率论中又叫统计模拟法或统计试验法。20 世纪 50 年代以来在科技领域中得到广泛应用；80 年代以来，特别在操作过电压概率分布的数值计算方面，有了比较成熟的经验，已成为电力系统电磁暂态计算程序的一个有机组成部分。蒙特卡洛法有三个基本过程：①建立适当的概率模型。②对不同分布（如均匀分布、正态分布等）的随机变量用数学方法进行随机抽样。③根据抽样在计算机上进行大量的模拟计算（试验），并对结果进行统计分析，给出问题的近似统计估计值。蒙特卡洛法的主要特征是随机抽样，因此计算误差与随机变量维数无关；计算误差与抽样（试验）次数的平方根成反比。所以蒙特卡洛法适用于对求解随机变量较多的问题。

区间组合法 将所有遵从各自概率分布的独立随机变量在一定的范围内分别划分成许多子区间，各个随机变量在各自的子区间的概率是已知的，将所有变量区间构成许多复合事件，每个复合事件的概率就是该复合事件各变量概率的乘积，所有复合事件概率的总和应等于 1。对每个复合事件逐一进行研究，所有能引起危险过电压的复合事件出现概率的总和就是引起绝缘故障危险的概率。区间组合法的特点：①不依赖随机抽样的结果进行模拟计算，所以每个复合事件都有平等的机会接受模拟试验。②从各个复合事件区间的概率直接统计结果，不需计算样本均值，其误差不受样本容量的影响。③用离散的区间概率代替连续分布是产生误差的主要原因，区间划分越细，精度越高，但是随机变量很多时，会增加计算工作量。所以区间组合法适用于随机变量较少的小概率事件。

电磁暂态计算程序 以贝杰隆法为基础的研究电力系统电磁暂态过程的数值计算软件。最初由 H.W. 多梅尔（H. W. Dommel）创建，多年来经过许多人的共同努力而逐渐完善，已成为国际通用的一种电磁暂态计算程序。近年来，美、加、中以及欧洲一些国家都还在为该程序的改进、提高和普及推广进行着大量工作，国际上流行的 EMTP 版本有：BPA EMTP、UBC MicroTran、DCG/EPRI EMTP、ATP、EMTDC、PSIM、SAPER 等，其中有的版本适用于高压直流系统、电力电子系统过渡过程的研究。EMTP 可以求解由电阻、电感、电容组成的单相或多相 Π 形电路、分布参数输电线路或其他元件相互连接所组成的任意网络。

EMTP的基本计算过程为：①将网络中各元件等值为电阻元件，其中电感、电容、分布参数线路等储能元件在 t 时刻的初始状态，可由前一时刻 $t-\Delta t$ 的相关解中计算得到一个历史项，以已知电流源的形式表示。②以节点电压周围状态变量，列出网络的节点方程组，从而得到网络的对称电导矩阵。③利用顺序消元和稀疏技术对电导矩阵做三角分解，求解线性代数方程组即得到网络中各个节点的电压。

EMTP的主要计算功能：①计算由电阻、电感、电容组成的单相或多相Π形电路、单相或多相分布参数电路或其他元件所组成的任意网络的稳态解和电磁过渡过程解。②所计算网络中元件的参数可以是线性的，也可以是非线性的。程序中除了常用的恒定参数的集中和分布参数元件模型外，还有诸如模拟电抗器或变压器磁饱和特性的非线性电感元件、模拟避雷器的非线性电阻元件，以及考虑单相或多相输电线路的频率相关参数计算模型等。③程序中包括三相同步电机计算模型和可以模拟多种主要类型电机的通用电机计算模型，即可以模拟电机的电气特性，也可以模拟电机轴系机械特性，因此，在网络计算中，可以计及由于电机的机、电过渡过程特性对网络的稳态相量解和机电过程的过渡过程解的影响。④所计算网络工作状态的变化，是由开关元件的分、合动作实现的，这些开关包括：模拟断路器操作的时控开关模拟、模拟间隙放电现象的压控开关模型、考虑概率特性的统计开关模型以及电力电子开关器件模型等。可以对电力系统过电压的概率统计特性进行研究，也可以研究包括电力电子元件网络的过渡过程。⑤程序中的电源元件有电流源和电压源两种类型，电源信号波形可以选择程序给定的诸如阶跃函数、斜角函数、双指数冲击函数、正弦函数，也可以由用户自行定义。⑥控制系统过渡过程分析（TACS）模型，该模型可以用于模拟高压直流输电（HVDC）换流站控制、同步发电机的励磁系统和调速系统控制系统、各种电力电子装置如灵活交流输电装置的控制等。⑦支持子程序：频变参数模型、电晕模型、三相不换位架空线路参数子程序、电缆参数子程序、计算单相双绕组或三相多绕组的变压器参数的子程序。

数字计算不可能连续地模拟过渡过程现象，只能在离散的时间点（步长 Δt）求解，因此会导致逐步计算中的累积误差，甚至偏离真实解。但是，在EMTP中所采用的基于梯型积分的数值计算方法在数值上是稳定的，可以避免这种误差的累积。该程序规模大，功能强，在通用性、灵活性、计算精度等方面有很大的优越性，成为国际上最通用的电磁暂态计算程序。该程序还在不断完善和发展，主要工作是建立不同元件的更为精确的模型。例如，绝缘子闪络的先导发展模型，考虑雷电流通过时产生的火花放电的接地导体的模型，杆塔的多波阻抗组合模型。

dianli xitong guodianya moni

电力系统过电压模拟

(overvoltage modeling of electric power system)　为分析研究电力系统过电压而建立的物理模拟装置。通过过电压模拟可以形象地深入了解过电压的发展过程，验证采取限制措施的有效性。用来分析雷电过电压的模拟装置称为防雷分析仪，用于分析电力系统内部过电压的模拟装置称为内部过电压模拟，又称为暂态网络分析仪（TNA）。它在20世纪80年代及以前应用较广泛，现逐渐被数模混合仿真系统所替代。

电力系统过电压模拟装置是根据相似定理建立起来的，它将电力系统中对产生过电压有影响的元件（电源、变压器、断路器、避雷器、输电线路、并联电抗器、串联补偿电容器等）按一定的比例关系制成小型模型，组成一个小型的电力系统。模拟参数与实际系统参数的比值称为模拟比例尺（或比例系数）。在物理模拟中，各模拟比例尺之间要保持一定的关系，这个关系根据相似判据确定，根据所确定的模拟比例尺设计各个模拟元件。在内部过电压模拟装置中，电源模拟采用等值电压源，由调压器和等值阻抗组成；电力变压器模拟由具有高饱和度的理想变压器和电抗组成，主要模拟变压器的伏安特性和漏抗；输电线路模拟采用链形回路，由电感、电容、电阻和泄漏电导组成，为了反映真实线路的波过程，必须有足够的链数；用晶闸管配合电子线路来模拟断路器的分、合闸和重燃等，避雷器的阀片用非线性电阻或用线性电阻配合电子线路分段模拟；高压并联电抗器和串联补偿电容器则分别用小型电抗器和电容器来模拟。防雷分析仪由线路、变压器、变电站母线、避雷器和雷电波发生器组成。变压器只模拟入口电容，母线用波阻抗模拟，线路和避雷器与内部过电压模拟相似。

中国于20世纪50年代末开始建立过电压模拟装置，利用这些装置研究了各级电压的变电站防雷保护接线，以及330kV和500kV系统内部过电压及其限制措施。

dianlixitong guodianya yu jueyuan peihe

电力系统过电压与绝缘配合

(power system overvoltage and insulation coordination)　超过电力系统最高工作电压（U_m）的电压称为电力系统过电压（power system overvoltage）。电力系统绝缘配合（insulation coordination）是以电力系统设备和线路承受的运行电压和过电压水平为基础，考虑过电压产生的概率和设备老化等因素来确定设备绝缘水平（见电气设备绝缘水平）和线路绝缘配置（见架空线路绝缘水平）的过程。（见电力系统绝缘配合方法）

电力系统过电压　按其产生的机理或起因分为两大类，即大气过电压和内部过电压。

大气过电压　由电力系统外部雷电引起的过电压，又称雷电过电压或外部过电压。

内部过电压　电力系统内部故障或开关操作引起回路中电磁能量转换或传递引起的过电压。（见电力系统内部过电压）

电力系统呈现的内、外过电压幅值和持续时间是随机性的，具有一定的统计规律。按过电压波形和持续时间可分为暂时过电压（见电力系统暂时过电压，包括工频过电压和谐振过电压）、缓波前（操作）过电压（见电力系统操作过电压）、快波前（雷电）过电压（见雷电过电压）和特快波前过电压（very fast front overvoltage，VFFO，见电力系统特快波前过电压）。暂时过电压的波形为工频（10～500Hz或60Hz），持续时间一般在0.02～3600s范围；缓波前过电压，波头长度一般在20～5000μs；快波前过电压，波头长度一般在0.1～20μs，波尾长度一般小于300μs；特快波前过电压，波头时间较短，一般在3～100ns。按过电压波形特点划分，以便在实验室仿真电压冲击波，进行设备绝缘和保

护装置的应力特性试验。

电力系统绝缘配合 需要正确处理作用在绝缘上的各种电压（含运行工作电压和各种过电压）、各种限压措施（含各种保护装置）、绝缘强度这三者之间的关系。一般地说，提高保护装置和绝缘性能指标，将使基建费（含设备造价）增大，但会降低运行维护费和事故损失；反之，降低保护装置和绝缘性能指标，基建费得到减小，但会增大运行维护费和事故损失。总之，最优绝缘配合方案，应得到最佳综合经济效益。（见电力系统绝缘配合方法、架空线路绝缘水平、电气设备绝缘水平）

随着超高压和特高压输电的建设和发展，限制过电压措施和更合理的绝缘配合方法在不断发展和进步。由于各个具体输电工程过电压的不同，设备制造技术水平和造价的不同，运行方式的不同，维护和管理水平的不同，供电可靠率的要求不同，因而同一级标称电压亦可选择不同等级的绝缘水平。

dianli xitong hezha guodianya

电力系统合闸过电压

（closing overvoltage of electric power system） 断路器合闸空载线路导致瞬态电磁振荡所引起的过渡过程过电压（见电力系统操作过电压）。它是决定 330kV 及以上的超/特高压电力系统操作冲击绝缘水平的主要依据。合闸过电压与合闸前线路上残留电压的大小、极性以及合闸时电源的相角有关。因为这些量均为随机变量，所以合闸过电压具有明显的随机性。若合闸前线路上有较高的残留电压，又恰好合闸于极性与线路残留电压相反的电源电压时，合闸过电压最大。三相重合闸过电压（尤其是不成功的三相重合闸过电压）要比单相重合闸或无故障正常合闸过电压高。合闸过电压还与系统容量、线路长度及结构有关，电源容量小、线路长，合闸后的工频过电压高，合闸过电压更高；空载长线路沿线各点的合闸过电压幅值不等，对于无高压并联电抗器和避雷器的线路，最大过电压出现在线路的开路端，线路两端装有避雷器或高压并联电抗器时，最大过电压出现在线路的中部。

限制合闸过电压的主要措施有加装高压并联电抗器、避雷器和断路器合闸电阻，这些措施应综合考虑。高压并联电抗器主要是限制工频过电压。金属氧化物避雷器可以释放过电压的能量，将过电压限制到一定的水平，但它有一定的保护距离，靠近避雷器处的过电压可以限制得较低，随着离避雷器处的距离增大，限制效果逐渐减小。断路器并联数百欧姆的合闸电阻，可以将全线路的合闸过电压限制到较低的水平，但断路器加装合闸电阻使操作机构复杂，不仅使造价增大，而且使运行可靠性降低。对于超高压和特高压的长线路，首先应采用线路安装高压并联电抗器限制工频过电压，然后应用线路安装金属氧化物避雷器将合闸过电压限制到允许的水平，如以上措施还不能满足要求，再考虑增加断路器加装合闸电阻的措施。

除以上措施外，断路器相位控制合闸装置，即控制断路器在两端电位差为零或接近零时完成合闸，以使合闸过渡过程降低至最弱程度，原理上能较好地限制合闸过电压，该装置已在加拿大运行。除了限制合闸过电压，断路器相位控制技术更多被用于限制变压器、电容器、电抗器等设备投切产生的过电压和过电流。

dianli xitong jianxiexing dianhu jiedi guodianya

电力系统间歇性电弧接地过电压

（intermittent discharge overvoltage of electric power system） 在电力系统发生单相接地故障时，由于接地电弧不稳定燃烧，故障相重复接地所导致的过电压（见电力系统操作过电压）。中性点不接地电网单相接地故障电流是非故障相对地电容电流之和，电网线路总长越大，接地电流越大。当此接地电流较小（10A 以下）时，由于电动力和热空气的作用，一般在几十秒内自行熄灭；当接地电流较大又没达到可以形成稳定电弧的程度（几百安），将会出现接地电弧时燃时灭的不稳定状态，这种间歇性电弧导致系统中电感电容间的电磁振荡，造成遍及全系统的间歇性电弧接地过电压。电弧的熄灭与重燃时间以及重燃的次数是决定间歇性电弧接地过电压的重要因素。

一般情况下间歇性电弧接地过电压不超过 3.5p.u.，不会危及设备绝缘。但当间歇性电弧接地过电压持续时间较长且遍及全网时，会对网内绝缘较差的老设备、线路产生威胁，电弧还可能波及邻相造成相间短路。在具有限流电抗器、电动机负荷，且设备参数配合不利的中性点不接地系统，发生单相间歇性电弧接地故障时，可能会产生危及设备相间或相对地绝缘的过电压。

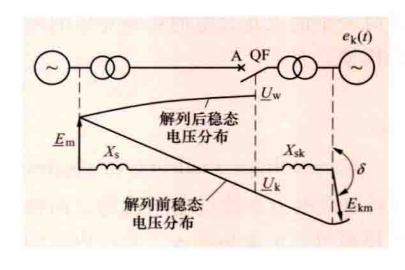
可采用中性点谐振接地系统或中性点高电阻接地系统代替中性点不接地系统（见电力系统中性点接地），降低单相接地故障电流，防止间歇性电弧接地过电压对设备的损害。

dianli xitong jielie guodianya

电力系统解列过电压

（splitting induced overvoltage of electric power system） 多电源系统中因故障或系统失稳在长线路的一端解列导致瞬态电磁振荡所引起的过渡过程过电压。（见电力系统操作过电压）

在图示的双电源系统中，若因异步运行或非对称短路等原因，促使线路两端电源电动势的功角差 δ 接近 180° 时断路器 QF 跳闸，系统解列。此时，QF 的线路侧 A 点的电压要从解列前的稳态电压 $\underline{U}_k$ 过渡至解列后的稳态电压 $\underline{U}_w$，从而会出现围绕 $\underline{U}_w$ 振荡的解列过电压。解列过电压的幅值由 $\underline{U}_w$ 与 $\underline{U}_k$ 的差值决定，它主要与解列时线路两端电动势的功角差 δ、线路长度、解列点位置、解列后带空载线路的电源容量（电源等值漏抗 X_s 值）以及线路是否存在单相接地故障等因素有关。超/特高压远距离输电系统的振荡解列过电压可能达到较高的值。实际运行中，上述诸因素最不利情况同时出现的概率是很小的。



解列前后稳态电压分布

限制解列过电压的措施应综合考虑。如增大送端电源容量和采取必要的措施（如高压并联电抗器等）将解列后的稳态电压（工频过电压）限制到允许水平，采用金属氧化物避雷器进一步降低解列过电压的幅值。此外，还可采用自动装置控制解列操作在一定范围的功角差之内完成，从而在根本上限制解列过电压。

dianli xitong jueyuan peihe fangfa

电力系统绝缘配合方法 (method of insulation coordination for electric power system) 根据系统中出现的各种过电压和保护装置的特性，以及线路和设备的绝缘特性来选择输电线路、变电站和设备绝缘水平及相应试验要求。绝缘配合方法主要有两种，即确定性方法（也称为惯用法）与统计法，但两者的区分并不严格。例如，在确定性方法中，某些配合系数的取值，是考虑某一参量的统计特性的，而在统计法中，限于条件，只能忽略一些参量的统计特性，而取确定的值。

确定性法（惯用法） 设备预期的代表性过电压值与耐受电压之间留有一定的配合系数。其表达式极为简洁，令 U_{ex}为具有代表性波形过电压的预期值；U_W 为绝缘可承受的试验电压，则

$$U_W \geqslant K_C U_{ex} \tag{1}$$

式中 $K_C(K_C>1)$ 为配合系数（也称之为间隔系数），其取值应考虑的因素有：①由于在决定 U_{ex}、U_W 时，仍有一些不确定的因素，而必须留有的未预见系数；②试验与运行条件的差异，如内绝缘的累积效应、外绝缘的气象条件修正等。由于 K_C 取为定值，故此法称为确定性绝缘配合方法。虽然如此，但 K_C 的取值却是长期科研、运行经验总结的成果。中国变电站的绝缘配合均采用确定性绝缘配合方法。

统计法 对绝缘故障率定量，并将其作为绝缘设计中的一个重要指标。当某种过电压计算绝缘故障率时，需要给出此过电压及设备的绝缘特性两者各自的概率分布规律。其特点是可给出预期的、绝缘损坏频数的平均值，即故障率。限于条件，此法仅考虑自恢复的外绝缘的放电电压与作用于绝缘上的操作过电压（缓波头过电压）的统计特性。

通常对过电压需进一步假定：只考虑幅值最大的一个半波；波形与试验电压波形相同，即具有对绝缘最不利的临界波头长度。令 $F_{j\cdot 1}(u)$、$F_{j\cdot n}(u)$ 分别为1个、n个并联绝缘在过电压 u 下的放电概率，$f_g(u)$为过电压的概率分布，则1个、n个并联绝缘的故障率 R_1、R_n 可用式（2）、式（3）进行计算，即

$$R_1 = \int_{-\infty}^{\infty} F_{j\cdot 1}(u) f_g(u) \mathrm{d}u \tag{2}$$

$$\begin{aligned} R_n &= \int_{-\infty}^{\infty} F_{j\cdot n}(u) f_g(u) \mathrm{d}u \\ &= \int_{-\infty}^{\infty} \{1-[1-F_{j\cdot n}(u)]_n\} f_g(u) \mathrm{d}u \end{aligned} \tag{3}$$

鉴于绝缘配合统计法在操作中存在一定的难度，在此基础上又出现了简化统计法。绝缘配合的简化统计法是在选定的统计代表性操作过电压水平和设备绝缘的统计耐受电压之间根据可以接受的故障率选取一个适当的统计配合因数 K_C。

dianli xitong jueyuan shuiping he jueyuan shiyan

电力系统绝缘水平和绝缘试验 (power system insulation levels and insulation tests) 绝缘水平指电力系统绝缘耐受各种作用电压能力的总称。绝缘试验指在规定试验条件下检验电力系统绝缘强度的各种电压试验的总称。绝缘水平和绝缘试验，虽是两个独立的概念，但表征绝缘水平是用绝缘耐受电压试验数值来表示的，因而关系又很密切。在一定试验条件下，在有限试品上施加有限次数或时间的试验电压得出的绝缘耐受电压值，只能说是“绝缘试验标准规定值”，不是产品绝缘能耐受的电压“真值”。

一般地说，绝缘水平这个概念是根据现行绝缘配合的计算方法，在采用过电压保护措施条件下，将随机的过电压下所发生的故障率限制在运行能够接受的范围内，所要求的（即设计规定的）绝缘应能够耐受的作用电压。通常地，绝缘承受作用电压持续时间愈短，耐受作用电压幅值愈高。

现行电力系统绝缘试验标准设计了6个在规定条件下进行的用以检验绝缘满足标准耐受电压的绝缘试验：①长时间工频电压试验，表征长期运行电压下的绝缘水平（见绝缘材料寿命试验、绝缘交流电压试验）；②短时间（1min）工频电压试验，仿真暂态过电压含工频过电压和谐振过电压（见绝缘交流电压试验）；③操作（250/2500μs）冲击电压试验，表征缓波前过电压下的绝缘水平（见绝缘冲击电压试验）；④雷电（1.2/50μs）冲击电压试验，表征快波前过电压含雷电过电压和切除空载变压器等类操作过电压下的绝缘水平（见绝缘冲击电压试验）；⑤陡波前（波峰值时间≤0.1μs）冲击电压试验，表征陡波前操作过电压下的绝缘水平（见电力系统特快波前过电压、绝缘冲击电压试验）；⑥联合电压试验，又称复合电压试验，表征相间或极间过电压下的绝缘水平以及特殊要求工况下的绝缘水平（见绝缘复合电压试验）。

耐受标准规定的试验电压值是保证绝缘在运行寿命期内（25年以上）能够耐受长期运行电压和随机过电压下要求的绝缘水平，被长期制造和运行经验证明是可行的。

研究还表明，对于不同的试品，不同的抽样方法，不同的试验方法，可获得不同的绝缘耐受电压值。绝缘强度不是一个“固定值”而是一个随机变量，即在某一电压有一个相应的绝缘击穿概率。施加电压次数多少，对某些绝缘强度影响很大。此外，实际运行中电气设备承受着多应力（电压、太阳辐射、机械负载、温度变化、湿度、污染等）综合作用累积效应。

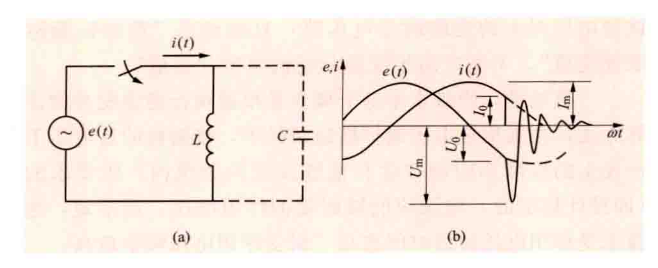
现行的绝缘试验方法是用少量的项目组合过应力试验结果来进行评价的，与实际情况存在差距，对某些绝缘材料可能会产生误导，应持续研究采用合理的绝缘试验方法。

dianli xitong kaiduan diangan fuzai guodianya

电力系统开断电感负载过电压 (inductive switching-off overvoltage of electric power system) 开断电感负载时由于电流在自然过零之前被强制截断导致瞬态振荡所引起的过电压。电感负载可以是空载和轻载变压器、并联电抗器和电动机等。

开断电感负载过电压的机理如图所示：电感电流$i(t)$在 I_0 处被截断，截流瞬间，电感负载 L 中储有磁场能 $LI_0^2/2$，负载杂散电容 C 中储有电场能 $CU_0^2/2$，截流后，这些能量将在 LC 回路中振荡，在全部能量转化为电场能的瞬间，电容上电压（即电感负载两端的电压）将达最大值 $U_m=\sqrt{U_0^2+I_0^2L/C}$。如果电流在幅值 I_m 处被截断，则过电压可达 $U_m=I_m\sqrt{L/C}$。$\sqrt{L/C}$为电感负载的特征阻抗。

开断电感负载过电压的幅值与负载的特征阻抗、断路器的截流能力有关。电感负载的特征阻抗越大、断路器截流能力愈强，过电压幅值越高。由于断路器灭弧过程的分散性，开断电感负载的过电压具有统计性。



开断电感负载过电压的发展过程

(a) 等值电路；(b) 波形示意

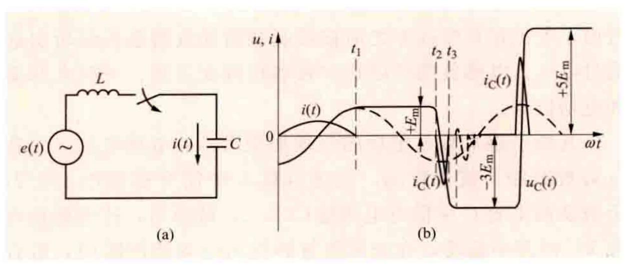
限制开断电感负载过电压的措施有：减小电感线圈的励磁电流（例如采用冷轧矽钢片），增大与电感并联的电容 C（例如在变压器中采用纠结式绕组），安装金属氧化物避雷器。金属氧化物避雷器的通流容量可满足限制开断电感负载过电压的要求。

dianli xitong kaiduan dianrong fuzai guodianya

电力系统开断电容负载过电压

（capacitive switching-off overvoltage of electric power system） 断路器开断电容负载时由于重燃导致瞬态振荡引起的过电压（见电力系统操作过电压）。电力系统的电容负载有集中参数的电容器组（无功补偿电容器组和滤波电容器）和分布参数的空载线路。

产生机理 开断电容负载过电压产生的机理如图所示。在开断电容负载时，断路器在电容电流 $i(t)$ 自然过零时（t_1 时刻）熄弧，此后电容上的电压将维持电源电动势 $e(t)$ 的幅值 E_m，断路器电源侧电动势 $e(t)$ 仍按正弦规律变化，经工频半周波（t_2 时刻），电源电动势到达 $-E_m$，断路器触头间电压达 $2E_m$，可能发生重燃。重燃后电容上的电压 $U_C(t)$ 从 E_m 过渡至 $-E_m$ 时，将发生角频率 $\omega=1/\sqrt{LC}$ 的高频振荡，同时伴随有高频电流 $i_C(t)$。当振荡电压达最大值 $-3E_m$ 时，高频电流第一次过零（t_3），如果此时电弧熄灭，电容上的电压将维持在 $-3E_m$。再经工频半周波，当 $e(t)$ 为 E_m 时，触头间电压达 $4E_m$，可能发生第二次重燃，使电容上的电压从 $-3E_m$ 过渡至 E_m，振荡电压最大可达 $5E_m$。循此以往，电容上的电压按 $1E_m$、$3E_m$、$5E_m$、$7E_m$…规律上升，直至断路器不重燃为止。实际上，受断路器断口绝缘恢复强度的限制和断路器熄弧、重燃的随机性，以及泄漏阻抗或各种损耗的存在，过电压将低于上述理论分析数值。



开断电容负载过电压的发展过程

(a) 等值电路；(b) 波形示意

开断电容负载过电压的幅值与中性点接地方式和电源侧母线电容量有关。一般无功补偿电容器组和交流滤波器组的中性点不接地，过电压较高；母线上接有其他出线时，能降低重燃时空载线路的初始电压，也能吸收部分振荡能量，从而降低被开断线路上的过电压。

限制措施 限制开断电容负载过电压的主要措施是：①提高断路器分开时触头间的介质恢复强度，以避免重燃。这是限制开断电容负载过电压的根本措施，超高压断路器已基本上做到了开断空载线路不重燃，但 35kV 及以下系统开断电容器组的断路器还时有重燃发生，开断电容负载的特性还需进一步提高。断路器安装分闸电阻、线路侧电磁式电压互感器和线路高压并联电抗器可避免断路器重燃或减小重燃后的过电压值。②采用金属氧化物避雷器。主要用于保护电容器组，通过避雷器的能量与电容器组的容量紧密相关，随着电容器组容量的增大，要求避雷器的通流能力也要增大，避雷器参数宜通过计算分析来确定。

dianli xitong neibu guodianya

电力系统内部过电压

（internal overvoltage of electric power system） 电力系统内部在故障或开关操作时发生电磁能的振荡或传递引起的过电压。内部过电压的能量来源于电力系统本身，故其幅值大体与相电压成正比。内部过电压的大小通常用其幅值与最高相电压幅值之比来表示，称为内部过电压倍数，它与电力系统的结构、元件的参数、中性点的接地方式、故障的位置与性质，以及具体的操作过程等因素有关，具有一定的统计规律性。电力系统内部过电压分为电力系统操作过电压和电力系统暂时过电压两类。在故障或操作瞬间所发生的过渡过程过电压称为操作过电压，其持续时间以毫秒计。在过渡过程结束后出现的稳态性质的过电压称为暂时过电压，它在系统发生新的操作之前可能始终保持，持续时间达到数秒钟以至数分钟以上。

dianli xitong neibu guodianya celiang

电力系统内部过电压测量

（internal overvoltage measurement of electric power system） 对电力系统内部过电压的幅值和波形的测量。目的是为了获得和掌握实际的内部过电压幅值和波形，以校核工程设计，必要时采取防止和限制措施。

内部过电压测量系统根据测量过电压的波形和持续时间分为工频过电压测量系统、操作过电压测量系统和特快波前过电压（very fast front overvoltage，VFFO）测量系统。工频过电压和操作过电压的波形较缓且持续时间较长，测试系统相近；而 VFFO 的波形很陡，需采用特殊的测试系统。

工频和操作过电压测量系统 主要由过电压记录仪、分压器和信号传输装置组成。

过电压记录仪 用来记录内部过电压的幅值或波形的仪器。早期常用的有振子示波器、机械扫描电子示波器、过电压幅值记录仪、磁带数据记录仪；主要采用（数字）示波器和故障（暂态）录波仪等。

（1）振子示波器。一种通用的示波器，20 世纪 50 年代起在电力系统和实验室中广泛用来记录过电压波形。过电压信号电流通过固有频率很高的振子，使处在磁场中的振子及小镜片发生偏转，小镜片将光学系统来的入射光反射聚焦到摄影装置内的感光材料（胶片、感光纸或紫外线感光纸）上。振子示波器测量频率低，数据处理误差大，现基本不使用。

（2）机械扫描电子示波器。20 世纪 50～80 年代初在电力系统的现场过电压测量中广泛使用，它通过感光纸的运动

将荧光屏上水平方向的信号展开成波形，并记录在感光纸上。由于记录在感光纸上的波形读取和保存困难，现基本不使用。

（3）过电压幅值记录仪。20 世纪 70 年代起中国在电力系统中开始使用。它由峰值保持电路、比较电路和计数器构成记录过电压幅值的仪器。过电压幅值记录仪长期在线运行，可自动记录系统中随时出现的幅值超过设定值的过电压累计次数。该记录仪不仅可以记录内部过电压幅值，也可以记录雷电过电压幅值。

（4）磁带数据记录仪。20 世纪 80 年代起广泛使用，它代替了机械扫描电子示波器和振子示波器。磁带数据记录仪采用模拟量输入和输出，用数据磁带保存波形，再用其他示波器接到输出端来显示记录的波形。较好的磁带数据记录仪将数据处理功能集于一体，带有屏幕显示，并进行一般性的数据处理，如算出过电压的幅值等。

（5）示波器。从 20 世纪 70 年代后期起，在电力系统进行现场操作试验或高压试验室试验时，常用记忆示波器来记录高频暂态和瞬态过电压波形。早期的记忆示波器是电子显像管的，随着电子技术的不断发展，20 世纪 90 年代出现数字示波器，现已取代磁带数据记录仪。

数字示波器是数据采集、A/D 转换、软件编程等一系列的技术制造出来的高性能示波器。数字示波器一般支持多级菜单，能提供给用户多种选择，多种分析功能。示波器有一个或多个模拟量输入通道，记录频率范围广，最高可记录的信号频率达几百兆赫，它可将模拟量转换成数字量进行存储，存储容量大，具有屏幕显示波形和数据分析处理功能，还有数字量或模拟量输出接口，可将存储的数据输出到计算机进行数据分析处理。数字示波器因具有波形触发、存储、显示、测量、波形数据分析处理等独特优点，其使用日益普及。

（6）故障录波仪。一种在线运行、能自动记录电力系统中随时出现的故障电流和电压波形及其他参量的仪器，也称暂态录波仪。广泛采用的是数字式录波仪，它通过数据采集电路，将过电压信号转变成数字信号存储在存储器中。它与计算机连接，进行波形的读取、存储和处理。

通常暂态录波仪可同时观测多路模拟信号，它分为固定式的和便携式两种。固定式暂态录波仪可安装在变电站机柜中，进行实时的暂态录波；便携式暂态录波仪比较轻便，易于携带，常用于现场试验测试用。便携式暂态录波仪通常采用模块化设计，支持多种可插拔模块，每个模块都有 1～2 个通道，用户可以通过选择不同的模块测量不同的参量，并要求具有现场抗干扰能力。暂态录波仪的采样频率可做到上兆赫，有较大的数据存储功能，并具有强大的数据处理软件为用户提供信号处理和分析功能。

分压器　用来将高幅值的电压信号转换成适合过电压记录仪记录的低电压（通常为几伏至百伏级）信号的装置，它是由高压臂和低压臂串联组成，分压参数根据被测系统特性专门设计。常用的分压器有电容分压器、电阻分压器和阻容分压器三种。

（1）电容分压器。常用于交流电力系统内部过电压测量。高压臂电容也可利用现场运行设备的电容来实现（如耦合电容器、变压器和电抗器套管、穿墙套管以及电流互感器套管的芯线对末屏的电容），低压臂电容按需要配置。

（2）电阻分压器。一般用于交流配电系统和直流系统内部过电压测量。

（3）阻容分压器。用于要求有较高精度的内部过电压测量。

信号传输装置　将分压器的二次信号传到过电压记录仪的装置。一般由屏蔽电缆、匹配电阻、二次分压器（必要时）和过电压保护装置组成。

VFFO 测量系统　主要采用电容传感器方法，测量装置包括示波器、缓冲放大器和触发电路等。传感器、匹配电阻、电缆和测量装置共同构成测量系统。电容传感器测得的信号通过电缆输入测量装置进行采集存储。电容传感器有手窗式和预埋环两种结构型式，手窗式电容传感器通过在 GIS 外壳上开孔安装平板电极，平板电极与 GIS 高压导杆及外壳分别构成电容，形成分压器；预埋环电容传感器用预埋于盆式绝缘子中的内屏蔽电极与高压导杆构成电容与外接电容形成电容传感器。

测量方式通常有专门测量和在线自动记录两种。

专门测量　在电力系统中，为了某一目的（如新设备投运的性能考核、校验绝缘配合设计等）而在现场专门组织的内部过电压试验，并用专用仪器进行过电压波形和幅值的测量。

在线自动记录　将过电压记录仪安装在变电站，长期在线运行，自动记录系统中随时出现的过电压幅值和波形，它可以获得系统中在不同运行方式、正常和事故操作时出现的过电压特性，并由此得出系统中过电压的统计规律。

dianli xitong shishi fangzhen zhuangzhi

电力系统实时仿真装置　（real time simulator of power system）　模拟实际电力系统各种运行状态，用于研究高压交直流输电系统中各种机电、电磁暂态过程，分析保护控制系统特性的装置。它由电力系统模型和测量、数据采集处理系统构成。一些建有超/特高压大电网的国家和地区以及大型电气制造企业、科研机构都拥有这种装置。

分类　电力系统实时仿真装置原理可分为物理仿真、全数字仿真和数模混合仿真三种。

物理仿真　用小尺寸、低参数的物理元件代替实际电力系统设备组成的具有参数对应关系的小型电力系统，来验证分析目标电力系统的行为与特性。通常用小功率的旋转电机模拟实际电力系统的发电机，用集中的电感、电容、电阻元件模拟输电线路，用小型变压器模拟大型变压器，用异步电机、阻性负载等模拟电网负荷，用低功率电子器件模拟高压直流输电（HVDC）及灵活交流输电（FACTS）中的电力电子器件。物理模拟用于研究机电暂态现象，因为旋转电机参数调节范围有限，建模难度大，多用于继电保护等电力系统自动化设备的研究。

全数字仿真　20 世纪 90 年代发展起来的采用计算机及数学模型为基础的新技术。早期以国际通用的电磁暂态计算程序 EMTP（electromagnetic transient program）或直流电磁暂态计算程序 EMTDC（electromagnetic transient in DC system）为基础，可对电力系统建立数学模型及进行离线分析计算，得到所关注对象的全过程的数值计算结果。采用并行多处理器工作模式进行小步长计算，可以获得与实际电力系统信号变化速率相当的计算结果输出，因此可实时模拟电力系统的动态过程，已在电力系统及教学研究机构广泛使用。实时数字仿真系统是大型软件系统与复杂硬件系统的结

合体。硬件结构上，由于没有相关的国际标准可以遵循，各企业都在进行独立的开发和生产，选用的硬件平台各不相同，主要有：①基于高速数字信号处理器（DSP）并行的实时数字仿真仪（RTDS）；②基于微机的实时数字仿真系统；③基于并行计算机的实时数字仿真系统。用于实时数字仿真系统的并行计算机系统可分为四类：①基于共享存储器的对称多处理器（SMP）系统，在小规模并行实时数字仿真系统中应用较为广泛；②一致性高速缓存非均匀存储器访问（ccNUMA）系统，如SGI Origin；③基于分布存储器的大规模并行处理（MPP）系统，如IBM SP2和中国的曙光3000；④机群式并行计算（Cluster）系统，如IBM Cluster1300和中国的联想深腾1800。实时数字仿真系统的主要应用领域：①暂态稳定仿真；②闭环控制系统和继电保护测试分析；③FACTS元件特性分析，如静止无功补偿装置（SVC）、可控串联补偿装置（TCSC）等；④交流系统过电压分析；⑤电力系统分析及培训。

与物理仿真相比，全数字仿真装置具有的特点：①电力系统模型的构造和修改非常方便。用户从元件库中选择元件模型，在计算机屏幕上进行连接并修改相关参数。②功能强大的用户界面。用户通过友好的图形化用户界面准备和运行仿真工作，控制仿真运行，分析输出结果等。③精确的线路模型。提供了具有分布特性的线路模型，并考虑了线路结构的不对称性，用户可根据实际线路的情况，定义模型的结构参数或换位状况，模拟超/特高压输电线中三相不对称的情况。④系统可扩充性。硬件采用模块设计，允许用户扩展设备以适应更复杂的详细的系统模型。⑤闭环试验。通过对数字仿真输出进行D/A变换及功率放大，可用于评估及测试保护与控制设备的性能。

数模混合仿真　物理仿真装置与数字仿真装置各有特点和局限性，最优的方法是将二者结合起来，即将数字仿真系统和模拟仿真器通过数模混合实时接口连接进行实时仿真。模拟仿真器为能量系统，而数字仿真系统则为信号系统。混合仿真的模拟器件能反映真实的元件特性，弥补数学建模不精确的缺陷，数字仿真具有规模大、结构改变灵活的特点。二者结合可满足不同仿真目的需要。

功能和用途　电力系统中的暂态现象种类很多，持续时间不等，故仿真目的也不相同。电力系统实时仿真装置可用于机电暂态研究、电磁暂态研究、直流输电研究、故障暂态模拟和继电保护装置检验、实际控制系统试验研究。

机电暂态研究　包括大电网中的静态、动态和暂态稳定现象；发电机的失磁现象；由电网电气部分扰动引起的汽轮发电机轴系扭矩的变化，如有串联补偿时的次同步谐振现象；安全稳定措施的效果等的研究。研究结果用于网络规划设计和运行分析等。

电磁暂态研究　包括电气操作和电力系统故障时的电流、电压特征研究，用于确定操作过电压和谐振过电压的最大值、统计值及统计特性，用于计算短路及断线等故障情况下的电流、电压变化规律及数值大小的获取，其结果用于确定故障保护原理、设备选择、整定配合、绝缘配合等。

直流输电研究　分析直流系统的稳态运行工况，调节器的合理配置及参数优化、启停方式，故障及保护功能，换流器引起的谐波，交直流滤波器的特性，直流功率调制及交直流系统的相互影响等。其结果用于直流系统的设计、调试、运行分析。

故障暂态模拟和继电保护装置检验　模拟各种类型的故障，经过线性放大器接入实际的继电保护装置，分析、检验其动作行为。

实际控制系统试验研究　各种电力电子控制器件可接入仿真装置进行检验。检查它们对系统运行的控制效果和它本身在各种暂态下的行为。

现状和前景　一些建有超高压大电网的国家和地区以及大型的电气制造企业都拥有电力系统仿真装置。例如加拿大魁北克电力研究院（IREQ）、巴西中央电力研究院（CEPEL）、ABB公司和三菱公司等都拥有这种仿真装置。其中规模最大的是加拿大魁北克电力研究院的仿真实验室，它拥有134台发电机（含交流电源）和600个输电线路链，可同时进行几项试验。中国电力科学研究院的仿真实验室与魁北克电力研究院的设备基本相同，但规模较小，已完成了简化的三峡系统研究。

实时数字仿真系统的应用前景广阔，其平台从昂贵的专用硬件结构（如RTDS的DSP）向通用型硬件结构（微机和并行计算机）发展，方便了升级扩展，有效保护了用户投资。数模混合实时仿真可充分发挥模拟和数字各自的特点，实现优势互补，达到优化模拟的效果。实时数字仿真系统与动模机组的连接问题正在研究，随着电力电子技术的发展，各种控制器件的研制和开发，将会使这种实时混合仿真装置具有更强的生命力。

dianli xitong tekuai boqian guodianya

电力系统特快波前过电压

（very fast front over-voltage of electric power system，VFFO）　电力系统气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）中隔离开关分合闸操作时，因触头间的多次重击穿产生的具有幅值高、波前陡、频率高和连续多次脉冲等特点的过电压（见电力系统操作过电压）。

GIS中隔离开关操作空载短母线时，由于触头运动速度较慢，造成隔离开关断口间隙多次重击穿，产生陡变的行波，在GIS波阻抗变化的节点发生多次折反射和叠加，形成特快波前过电压。图1给出了隔离开关分闸产生VFFO的原理，图中U_s为电源电压值，U_l为残余电压值，U_p为VFFO幅值。对于最严重情形，假定在U_s＝1.0p.u.（p.u.是以系统最高运行电压峰值为基准的标幺值，下同）、U_l＝－1.0p.u.时隔离开关触头间隙击穿，理论上计算得到的U_p最大值接近或超过3.0p.u.。仿真和试验结果表明，VFFO幅值标幺值的范围一般为1.5～2.8。VFFO上升时间短，少至数纳秒（ns），主要频率为几兆赫至几十兆赫，最高频率可达100MHz。隔离开关操作过程中发生的重击穿次数与操作速度有关，速度快，次数少，反之次数较多，重击穿次数一般为十几至几十次。

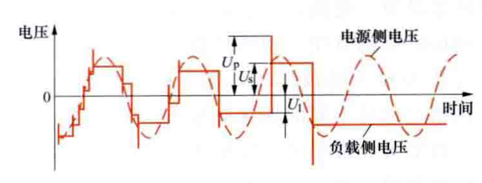


图1　特快波前过电压产生原理图

根据VFFO在GIS中传播的路径和特点，VFFO可分

为内部 VFFO 和外部 VFFO 两种。

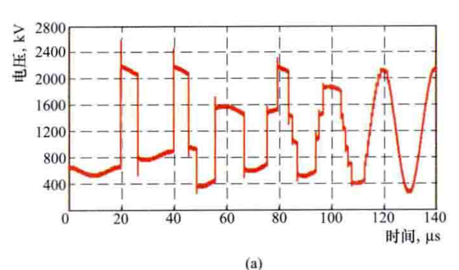
内部 VFFO (internal VFFO)　GIS 中隔离开关操作时，在高压导体（杆）与外壳之间产生的陡波前过电压。内部 VFFO 对 GIS 内部绝缘的影响与 SF_6 气体在陡波作用下的绝缘耐受能力有关。陡波前过电压的波前时间以纳秒计，远小于标准雷电冲击波（lightning impulse，LI）的 1.2μs，SF_6 气体在陡波前过电压作用下的绝缘性能还与电压极性有关。

对于良好的设备绝缘，SF_6 气体的放电电压随冲击电压波前时间减小而增加，VFFO 绝缘耐受电压大于雷电冲击耐受电压（lightning impulse withstand voltage，LIWV）（见电力系统绝缘水平和绝缘试验），且有一定的裕度。若设备存在缺陷（如表面突起、尖刺和悬浮颗粒等），SF_6 气体的放电电压会降低，VFFO 绝缘耐受电压小于 LIWV，甚至低于 LI 放电电压。随着电压等级提高，GIS 设备的 LIWV 与 VFFO 间的裕度减小，特高压系统尤为突出，通过对提高 LIWV 和降低 VFFO 进行经济技术比较，中国特高压交流试验示范工程的 VFFO 配合系数取 1.15。

陡波前过电压除了威胁 GIS 内部绝缘外，由于电压波陡度极大，可造成连接在 GIS 母线上的带绕组设备（如变压器）上电压分布极不均匀，从而损坏匝间绝缘。

外部 VFFO (external VFFO)　内部 VFFO 传播时，由于在 GIS 外壳与电缆或架空线路的连接处（节点）的折反射，在外壳与外部引线连接处产生的瞬态壳体电位（transient enclosure voltage，TEV）和电磁干扰［见变电站（换流站）电磁骚扰］。外部 VFFO 危害与 GIS 壳体连接的二次设备绝缘，对电缆、保护控制等二次设备产生电磁干扰。

由于 VFFO 的幅值高、频率高和重击穿持续时间长，对试验时的测试技术提出了较高的要求：测量系统的分压比需达到 10^6 数量级，测量频率范围为准直流到 100MHz，需完整记录 10 余个工频周期的电压信号。在中国建立了特高压 GIS 设备 VFFO 试验回路，采用 VFFO 测量系统（见电力系统内部过电压测量）测量到的 VFFO 波形见图 2。VFFO 仿真计算时，通常考虑隔离开关在断口两侧电压为反相峰值时发生单次击穿的最严重情形。



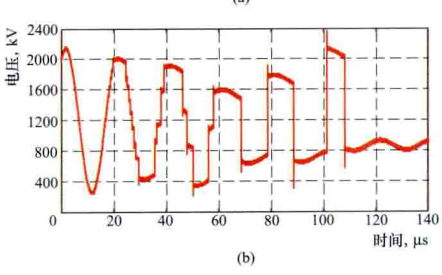


图 2　测量到的特快波前过电压波形
(a) 隔离开关合闸操作；(b) 隔离开关分闸操作

为避免 GIS 在 VFFO 作用下绝缘强度的降低，应确保 GIS 内部电极和各零部件具有足够的加工精度并保持清洁，进行严格的出厂试验和现场雷电冲击波试验。研究表明，隔离开关带阻尼电阻可有效抑制 VFFO，中国特高压交流试验示范工程采用了隔离开关带 500Ω 阻尼电阻抑制 VFFO 的方案。

dianli xitong tieci xiezhen guodianya

电力系统铁磁谐振过电压 (ferroresonant overvoltage of electric power system)　在由带铁芯的电感元件和串接电容组成的振荡回路中，由于铁芯磁饱和所引起的非线性的谐振过电压（见电力系统谐振过电压）。电力系统中的铁芯电感元件系指各类电气设备的铁芯励磁绕组。在额定工作电压下，链过这些绕组的最大磁通密度略低于磁饱和点，故正常运行时的电感是线性的。当由于操作或故障而发生电压升高和出现暂态过程时，铁芯趋于饱和，电感呈现出非线性状态，从而会在振荡回路中激发起持续性的铁磁谐振现象。

电力系统中最常出现的铁磁谐振过电压，包括电力系统断线谐振过电压、电力系统电压互感器谐振过电压以及电力系统非全相运行谐振过电压。

自励与他励　对于某一既定的铁芯电感，在不同电容参数的配合下，有时可能自发地产生的谐振现象，称为自励或软激发；有时则需经历一定的暂态过程，以使瞬间的励磁电流达到足够高的磁饱和点才能发生的谐振现象，称为他励或硬激发。对于他励，由于每次形成激发的起始条件和相应暂态过程的强烈程度不同，每次激发的结果，谐振可能产生，也可能不产生，呈现出一定的概率规律。

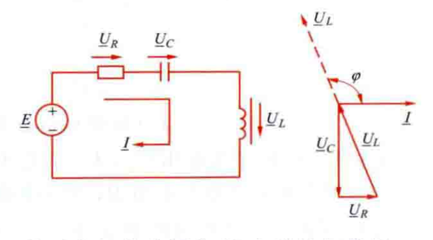
由于自励谐振的条件决定于谐振回路的参数配合和电源电动势的大小，而与暂态过程的激发与否无关，因此即使缓慢而平滑地改变某一参数或电源电动势，自励振荡也可能突然发生或消失，这种现象称为铁磁谐振的跃变。

工频、高频和分频谐振　铁磁谐振的频率可以等于电源频率的 K 倍，$K=1$ 时称为工频谐振或基频谐振，K 值等于简单的整数（例如 2、3、5 等）或分数（例如 1/2、1/3、1/5 等）时，分别称为高频谐振和分频谐振。在高频和分频谐振电压的波形中，除谐振频率的分量外，还存在着足够大的与电源电动势平衡的工频强制分量。

在发生高频或分频谐振时，维持谐振的能量是由工频能量转化而来，只有工频能量被有节奏地引入回路，才能达到累积的能量转移，这是 K 值应是简单整数或分数的主要原因。

图中所示为最简单的谐振回路，$\underline{E}$ 为工频电动势，$\underline{I}$、$\underline{U}_R$、$\underline{U}_C$ 和 $\underline{U}_L$ 为 K 次谐波（$K\neq1$）的电流和电压，相量关系如图所示。这里 $\varphi>90°$，$U_L I\cos\varphi<0$，即铁芯电感放出能量，从而实际成为一个转化电源能量以抵偿电阻损耗和维持谐振的 K 次谐波的发生装置。

为能产生稳定的铁磁谐振，首先，回路中的等效阻尼电阻不能太大；其次，在他励情况下，回路应当经历足够强烈的初始暂态过程。此外，还应满足必要条件 $K\omega L_0>\frac{1}{K\omega C}$，或者写成



铁磁谐振接线图和 K 次谐波相量图

$$\omega_0=\frac{1}{\sqrt{L_0C}}<K\omega \tag{1}$$

式中 ω 为工频角频率；L_0 为铁芯电感的起始未饱和值；ω_0 为自振角频率。这是因为，当发生磁饱和而等效电感下降

时，ω_0 将增加到 $K\omega$ 的水平，从而可能建立起该频率的谐振。式（1）还表明，随着电容 C 的增大，可能依次发生高频、工频和分频谐振；同时，在 C 值一定区间范围内，均可发生 K 次谐波的铁磁谐振。

铁磁谐振过电压的幅值和危害　通常，铁芯电感磁化曲线的非线性度愈高，谐振愈易发生。反之，线性度愈高，则在他励谐振情况下，为能达到足够的磁饱和点，所需的暂态冲击也愈强，其实际可能性和相应的谐振概率就愈小，直至谐振现象不再发生。但是，线性度愈高时，一旦产生谐振，则其过电压也愈高。此外，从磁化曲线本身来看，铁芯类似于一个避雷器的阀片，能使电感端部电压不致超越一定的限度，因此铁磁谐振过电压虽由铁芯电感的非线性所引起，但其幅值最终又受铁芯磁饱和效应的限制。

高频和工频铁芯谐振过电压的幅值一般较高，可达相电压的 3 倍以上，起始暂态过程中的幅值可能更高，危及电气设备的绝缘结构。同时，由于铁磁谐振过电压的稳态性质，会使回路中的阀式避雷器损坏。

在产生分频铁磁谐振时，由于励磁感抗成倍下降，过电压并不很高，一般在两倍相电压以下。但是，感抗的下降会使磁路严重饱和以及电感电流急剧上升，其幅值可能达到额定值的数十倍以至百倍以上，导致铁芯的强烈振动，并使互感器等小容量设备及其熔断器熔丝发生过热烧毁。

铁磁谐振过电压还会造成某些其他的不利后果，例如使绕组端部电压的相位发生反倾，产生三相对地电压的零序分量从而引起虚幻的接地信号等。

抑制措施　在实际配电系统中，铁磁谐振过电压是发生最为频繁和引起事故最多的一种内部过电压，其主要抑制措施和降低谐振概率的措施有：①在三相正序或零序回路中瞬间或长期投入阻尼电阻或其他吸能器件；②谐振发生后进行适当的倒闸操作，借以改变回路参数和破坏谐振条件；③采用励磁特性良好的铁磁元件。

dianli xitong xianxing xiezhen guodianya

电力系统线性谐振过电压　（linear resonant over-voltage of electric power system）　电力系统线性参数振荡回路中产生的谐振过电压（见电力系统谐振过电压）。常见的包括空载长线路中的线性谐振过电压和消弧线圈引起的线性谐振过电压。最简单的 L—C 串联回路的谐振条件为

$$\omega L=\frac{1}{\omega C} \tag{1}$$

即

$$\omega_0=\frac{1}{\sqrt{LC}}=\omega$$

式中 ω 和 ω_0 分别为电源角频率和自振角频率。此时回路电流 I 和 L、C 的端部电压 U_L、U_C 均趋于无穷大。

如果存在串联损耗电阻 R，则谐振时的电流 $\underline{I}$ 与电源电动势 $\underline{E}$ 同相位，自振角频率 ω_0 接近于 ω，此时产生的过电压为 $U_L=U_C=E\omega L/R$。因此，在线性谐振条件下，损耗电阻是限制过电压的唯一因素。在实际情况下，即使回路参数只是接近于谐振条件，也会产生严重的过电压。

在多网孔的振荡回路中，只要其中任何一个回路的自振角频率等于（无损回路）或接近于（有损回路）电源角频率，就会发生串联谐振现象。

空载长线路中的线性谐振过电压　空载长线路的谐振条件为

$$\frac{\omega l}{v}=\frac{\pi}{2}-\varphi,\ \varphi=\arctan\frac{x_s}{Z} \tag{2}$$

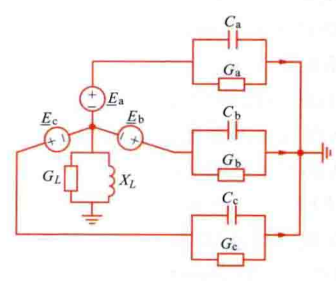
式中 l 为线路长度；x_s 为等效电源的漏抗；Z 为导线波阻抗；v 为波速，km/s。如取 v 为光速，φ 以度数计，谐振时最短的导线长度（km）为

$$l=\left(\frac{\pi}{2}-\frac{\pi\varphi}{180}\right)\frac{v}{\omega}=1500-\frac{50\varphi}{3} \tag{3}$$

因此，在无感抗时，$x_s=0$，$\varphi=0$，谐振长度为 1500km。x_s 的存在缩短了导线的最短谐振长度。

不对称接地故障增强了空载线路的电容效应，从而减小了导线的最短谐振长度。

在谐振条件下，导线的电晕损耗和变压器的励磁饱和效应将会起到限压作用，但工频过电压仍将达到很高的数值，需要采取并联补偿等专门措施加以抑制。



消弧线圈补偿系统的线性谐振接线图

消弧线圈引起的线性谐振过电压　图中 X_L 为消弧线圈的感抗；G_L 为其等效损耗电导；$\underline{E}_a$、$\underline{E}_b$ 和 $\underline{E}_c$ 为电源变压器的对称电动势；C_a、C_b 和 C_c 为三相导线的对地电容；G_a、G_b 和 G_c 为三相导线的对地电导。由于导线不换位，三相电容不相等。在不接 X_L 的情况下，变压器中性点产生不对称电压 $\underline{U}_{bd}$ 为

$$\underline{U}_{bd}=\frac{-K_c\underline{E}_a}{1-jd_0}\approx-K_c\underline{E}_a \tag{4}$$

$$d_0=\frac{G_a+G_b+G_c}{3\omega C_0}$$

$$C_0=\frac{C_a+C_b+C_c}{3}$$

$$K_c=\frac{C_a+a^2C_b+aC_c}{3C_0}$$

$$a=\exp\left(j\frac{2\pi}{3}\right)$$

式中 d_0 称为导线阻尼率；K_c 称为不对称系数。架空线路的 d_0 约为 3%，K_c 可达 1.5%以上。

接入 X_L 后，变压器中性点位移电压从 U_{bd} 升至 U_0，即

$$\underline{U}_0=\frac{-K_cK_a}{v_c-jd},\ U_0\approx\frac{U_{bd}}{\sqrt{v_c^2+d^2}} \tag{5}$$

$$d=d_0+\frac{G_L}{3\omega C_0},\quad v_c=1-\frac{1}{3X_L\omega C_0}$$

式中 d 为补偿系统的阻尼率，35kV 电力系统的 d 值在 5% 以上；v_c 为脱谐度。谐振条件为 $v_c=0$，此时 $X_L=\frac{1}{3\omega C_0}$，电力系统处在全补偿状态，$U_0$ 受损耗电阻限制：$U_0\approx U_{bd}/d$，如 $d=5\%$，则 U_0 等于 U_{bd} 的 20 倍。在 K_c 较大时，U_0 可接近于 E_a，而正常运行时的 U_0 值不应超过 $0.15E_a$，故需设法减小 K_c 值，并使 $v_c\neq0$，即使系统脱离谐振状态。$v_c>0$ 时称欠补偿，此时 $\frac{1}{X_L}<3\omega C_0$，如果发生断线，对地电容减小，会使系统又接近于谐振状态，甚至可能发生铁磁谐振现象，故实际常取过补偿方式，即 $v_c<0$。由于电力系统

中的许多出线经常进行切换操作，对地电容发生变化，故需针对不同的运行方式改变消弧线圈的分接头，即制订具体的调谐方案，中国正在将手动调整的常规消弧线圈逐步改换为自动调整的消弧线圈，它有多种结构方式，即用有载调压开关来自动切换分接头，或用电动机来改变消弧线圈的气隙距离，或用直流助磁来改变铁芯的磁饱和度，以及类似于静态补偿形式的消弧线圈（改变串接晶闸管的导通角）。

dianli xitong xiezhen guodianya

电力系统谐振过电压

（resonant overvoltage of electric power system） 电力系统中由于出现串联谐振而产生的过电压。电力系统中的电感有线性电感（例如导线电感和带气隙的电感）、非线性电感（铁芯励磁电感）和周期性时变电感（例如水轮发电机的电感在交、直轴电感之间作周期性变化）三种形式。当系统发生故障或进行操作时，这些电感可能与电容（例如导线电容、串联补偿电容）相串接，如果参数恰好相配，将会分别产生电力系统线性谐振过电压、电力系统铁磁谐振过电压和电力系统参数谐振过电压，统称为谐振过电压。

谐振过电压的持续时间往往较长，甚至长时间存在，直至投入消谐装置或者进行新的切换操作（改变电网参数）以破坏谐振条件时为止。不同性质的谐振过电压的幅值在很大范围内变动，严重情况下可达相电压的3倍以上，谐振过电压也会在小容量的铁芯电感（例如电磁式电压互感器）中导致产生几十倍以至上百倍的严重过电流。

由于谐振过电压的持续性质和较高幅值，它对电气设备的绝缘构成严重威胁，通常需要预先采取措施加以防止，或者一经产生谐振就立即采取对策，以限制谐振过电压的存在时间。在实际情况下，由于故障形式和谐振组合回路的多样性（特别是在35kV及以下中性点不接地的电力系统中），各种类型的谐振过电压往往频繁发生，造成设备绝缘的闪络和避雷器的损坏等。

dianli xitong zanshi guodianya

电力系统暂时过电压

（temporary overvoltage of electric power system） 在电力系统中由于故障或操作引起的过渡过程之后的一段时间内出现的稳态性质的过电压（见电力系统内部过电压）。“暂时”一词的含义，是指这类过电压只是短时产生，或者不允许持久存在，因而总体上具有暂时性质。电力系统暂时过电压分为电力系统工频过电压和电力系统谐振过电压两种。空载线路中的电容效应是产生工频过电压的主要原因，在超/特高压长线路中尤为突出，需要采取并联电抗器等补偿措施加以限制。谐振过电压主要发生在由铁芯励磁电感或同步电机的时变电感及其端部电容所组成串联振荡回路中，最高幅值可达相电压的两倍以上，对电气设备的绝缘造成威胁，需要针对具体情况采取专门措施加以消除或者限制它们的存在时间。

dianli xitong zhongxingdian jiedi

电力系统中性点接地

（neutral point grounding in power system） 电力系统中性点与参考地的电气连接。三相交流电力系统中发电机或变压器绕组星形接线的公共点称为中性点。按运行需要，可分为电力系统中性点直接接地、电力系统中性点电阻接地、电力系统中性点电抗（低值）接地、电力系统中性点谐振接地和电力系统中性点不接地（见电气装置接地）。

电力系统中性点直接接地 电力系统中至少有一个中性点没有人为阻抗加入直接与大地充分连接。这种中性点接地方式是通过将系统中全部或部分变压器中性点直接接地来实现的。部分变压器不接地是为了减少单相接地时的短路电流，从而可改善断路器的工作条件，减少变电站接地装置的投资以及满足继电保护方面的要求。在330kV及以上的超、特高压系统中，由于电力变压器中性点的绝缘强度低，应将全部变压器中性点直接接地。

变压器中性点与地之间的阻抗对系统的零序阻抗有直接影响。变压器中性点直接接地，则零序阻抗与正序的比值小，因而单相接地时的健全相电压低，这是中性点直接接地系统的优点。如A相接地时健全相电压可看作是正常运行电压 U_B、U_C 与故障引起的电压增量 ΔU 之和。用对称分量法求得此电压增量 ΔU 为

$$\Delta U=-U_P\frac{Z_0-Z_1}{Z_1+Z_2+Z_0} \tag{1}$$

式中 U_P 为相电压；Z_1、Z_2 和 Z_0 为从故障点向系统看过去的系统正序、负序和零序阻抗。设 $Z_1=Z_2$，并令 $K=\frac{Z_0}{Z_1}$，则

$$\Delta U=-U_P\frac{K-1}{K+2} \tag{2}$$

例如，一种情况是系统阻抗中的电阻分量可忽略不计，而零序电抗 X_0 与正序电抗 X_1 之比为 $K=3$，另一种情况是在系统中性点接入电阻 R_e，电阻器接入前系统中的电阻分量可忽略不计，而正序、负序和零序电抗相等，即 $X_1=X_2=X_0$，$3R_e=R_0=X_1$（R_0 为系统总的零序电阻）。

第一种情况 $K=\frac{X_0}{X_1}=3$，故障前B、C相电压为 $U_B=U_C=\left(-\frac{1}{2}\pm j\frac{\sqrt{3}}{2}\right)$，故障引起的电压增量为 $\Delta U=-\frac{2}{5}U_P$，故障时健全相电压为

$$\begin{aligned}U_B=U_C&=\sqrt{\left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right)^2+(0.5+0.4)^2}U_P\\&=1.24U_P=0.724U_L\end{aligned} \tag{3}$$

第二种情况 $K=\frac{3R_e+jX_0}{jX_1}=1-j$，$\Delta U=\frac{-j}{3-j}U_P$，中性点经电阻器接地的系统中，单相接地时两健全相电压不相等，超前相电压比滞后相的高。C相电压为

$$\begin{aligned}U_C&=\sqrt{(-0.5-1)^2+\left(\frac{\sqrt{3}}{2}+\frac{3}{10}\right)^2}U_P\\&=1.31U_P=0.757U_L\end{aligned} \tag{4}$$

式中 U_L 为系统线电压。

以上说明，不管是全部还是部分变压器中性点直接接地，或者更广义一点还包括中性点经低值阻抗器接地的系统，只要该系统保证 $X_0/X_1\leqslant3$，或 $R_0/R_1\leqslant1$，即能满足单相接地时健全相电压不超过0.8倍线电压这一条件，都属于直接接地系统。

直接接地系统最重要的优点是过电压和相应要求的绝缘水平低。系统的标称电压越高，这一优点越显得重要。此外，从继电保护的角度来看，大接地电流无疑也是有利的。

在直接接地系统中，单相接地故障将引起断路器跳闸，单相接地电流很大，有时会超过三相短路电流，要影响到断路器遮断能力的选择。此外，接地短路电流过大，在电气安全方面的问题也较严重。

电力系统中性点电阻接地　电力系统中至少有一个中性点接入电阻与大地连接，目的是限制接地故障电流。中性点经电阻接地可以直接消除不接地系统的两个严重缺点，即能减少间歇性电弧接地过电压（中性点不直接接地系统中一相接地将使另两相对地电容通过电源电感再充电而产生的过电压）的危险性，并使灵敏而有选择性的接地保护得以实现。另一方面，由于这种系统的接地短路电流比直接接地系统的小，对邻近通信线路的干扰也较弱。

单从降低间歇性电弧接地过电压角度来看，电阻阻值 R_e 应满足 $R_e \leqslant \frac{1}{\omega C}$（$C$ 是系统的每相对地分布电容）。因为线路对地电容向 R_e 放电遵循 $e^{-t/T}$ 放电规律，当满足 $R_e \leqslant \frac{1}{\omega C}$时，放电时间常数 $T=3R_eC=\frac{3}{\omega}=\frac{3}{2\pi f}$，当 t 为半个工频周期 $t=\frac{1}{2f}$时，线路上的电荷由 1 降至 $e^{-\frac{\pi}{3}}=0.35$。这说明电荷大部分（约 2/3）泄漏掉，因而不会再产生很高的振荡过电压，在规模不大的架空线路系统中接入这种电阻后，接地电流仍然不大，仍未破坏接地电弧自行熄灭的条件。这种称为高值电阻接地系统就可以保持不接地系统（发生接地故障但不跳闸）的优点，同时又解决了间歇性电弧接地过电压的问题。

为获得快速选择性继电保护所需的足够电流，必须降低电阻的阻值。但电流越大，电阻功率越大，设备越笨重；电流太大，又有与直接接地系统类似的缺点。根据运行经验，一般采用接地故障电流 I_f 为 100～1000A。阻值再小就不如用电抗有效。有的国家是把 I_f 控制在变压器额定电流的水平。使用这种阻值较低的电阻接地系统既消除了间歇性电弧接地过电压，又使不接地系统经常出现的由电磁式电压互感器引起的铁磁谐振不再发生。当系统规模较大，特别是有重要的用户时，因为这些用户常有备用线路，要求故障线路迅速切除，故可选用这种接地方式。

电力系统中性点电抗（低值）接地　电力系统中至少有一个中性点通过电抗与大地连接，目的是减小单相接地故障电流。接于中性点的电阻和电抗都可以减少接地故障电流，但在低值阻抗范围，电抗更有效果，具体见表。

经电抗接地与经电阻接地对比

接地方式	经电抗接地	经电阻接地
单相接地电流与三相短路电流之比	60%	83%
机械力下降为原机械力的比例	36%	69%
接地设备上的电压	$0.4U_P$	$0.55U_P$
接地设备的功率	$\frac{0.24U_P^2}{X_1}$	$\frac{0.45U_P^2}{X_1}$

由表可见，电阻降低接地电流的作用小，电阻上的电压高，功率大。电阻消耗的功率是有功功率，电抗消耗的有功功率仅为其标称功率的百分之几。

中性点电抗（低值）接地方式的优缺点和直接接地方式相同，但接地设备的投资较大。

电力系统中性点谐振接地　电力系统一个或多个中性点经电抗与大地连接，电抗对系统电容电流调谐，目的是获得阻性且幅值低的接地故障电流。其基本原理是将带气隙的感抗可调的铁芯电抗接在系统中性点和地之间，以便在发生单相接地时流过电抗的电感性电流 I_L 在故障点能够基本补偿流过对地电容的电容性电流 I_C，使接地电弧残余电流很小，容易熄灭。I_L 对 I_C 的补偿可用脱谐度 ν 表示为

$$\nu=\frac{I_C-I_L}{I_C} \tag{5}$$

当 $I_L<I_C$，即电感电流不足以补偿电容电流时，即 $\nu>0$ 时称为欠补偿；$\nu<0$ 时称为过补偿；$\nu=0$ 时称为全补偿。

在谐振接地系统中通过故障点的电流称为残流 I_r

$$I_r=\sqrt{I_a^2+(I_C-I_L)^2}=\sqrt{I_a^2+(I_C\nu)^2} \tag{6}$$

式中 I_a 为残流的有功分量，即由线路漏电导和接地故障消除器等值并联电导所决定的电导电流。由上式可见，脱谐度 ν 越小，残流 I_r 也越小，当 $\nu=0$ 时，$I_r=I_a$。

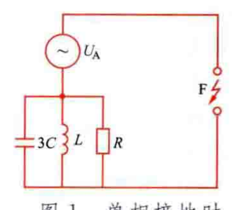


图 1　单相接地时的等值电路

为了说明熄弧后故障点的恢复电压 $U_r(t)$ 的情况，可利用如图 1 所示的等值电路。

由图 1 看出，熄弧后故障点的恢复电压 $U_r(t)$ 应由两部分组成，一部分是等值电路的电源电压 U_A，另一部分是 3LC 振荡电路的自由振荡分量，$U_r(t)$ 可表示为

$$U_r(t)=U_A(\cos\omega t-e^{-\alpha t}\cos\omega_0 t) \tag{7}$$

式中 α 为衰减系数。在全补偿时 $\omega_0=\omega$，α 又很小，故 $U_r(t)$ 缓慢地恢复到相电压。一般情况下 ν 的数值不大，$\omega_0\approx\omega$，恢复电压呈拍频波形（见图 2），上升速度也较慢，不致发生重燃。

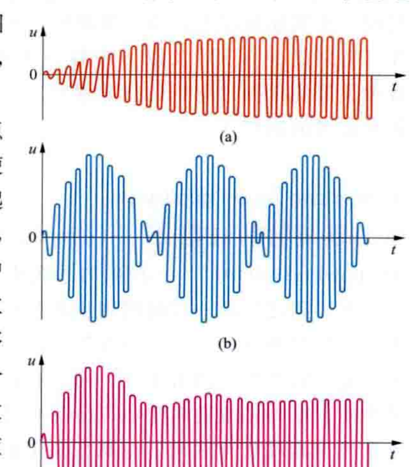


图 2　故障相的恢复电压波形

（a）$\nu=0$，$\alpha=7.85$；（b）$\nu=0.2$，$\alpha=0$；（c）$\nu=0.2$，$\alpha=7.85$

电力系统中性点谐振接地方式不但使单相接地故障所引起的停电事故大大减少，而且还能减少系统中发生多相短路故障次数，因为系统中的多相短路事故有一部分是由单相接地故障发展而成的。但是也应指出，在这种系统中实现灵敏而有选择性的接地保护更需要专门技术。此外，结构复杂系统中的接地故障消除器的调整是比较难的，接地设备投资也较大。采用谐振接地方式是否合适，取决于系统结构、标称电压和线路长度等因素。

电力系统中性点不接地　除经电位指示装置或量测装置或其他非常高阻抗接地外，电力系统中性点没有人为与大地连接。当系统中没有故障时，平衡三相系统的中性点电位等于地的电位。在这种情况下，三相导线对地电压是相等的，

它们都等于相电压。当一相导线接地时，它的电位即变为地电位，中性点的电位升至相电压 U_P，而另外两健全相导线对地电位升至系统线电压 $U_1=\sqrt{3}U_P$，亦即健全相的绝缘将承受到$\sqrt{3}$倍的正常相电压。

假如电力系统中的各个元件都没有对地电容和漏电导，那么在中性点不接地系统中，单相接地电流将等于零。但实际上输电线路和电器的导电部分，对地都存在分布电容。当发生单相故障时，故障点接地电容电流 $I_f=3\omega CU_P$。当线路不太长时，接地电流很小，不至于形成稳定的电弧，电弧一般能迅速自动熄灭。所以中性点不接地系统的首要优点就在于，它能自动清除单相接地故障，而无需跳闸。在单回路辐射型供电系统中，它能较好地为用户服务。不过当线路很长，特别是电缆线路时，接地电容电流相当大，上述特性将发生变化，接地弧光不但不能自熄，还会出现电力系统间歇性电弧接地过电压。间歇性电弧接地过电压持续时间长，影响面大，对线路绝缘薄弱点和带有直配线的发电机绝缘威胁很大。单相接地故障存在时间一长，往往会发展成两相短路故障。

中性点不接地系统中还常发生电磁式电压互感器引起的铁磁谐振，这会损坏电压互感器或烧掉其熔断器。另外，在单相接地引起的瞬态过程中，会产生高频涌流，它会大大超过稳态电流，这一涌流有时会对系统安全运行有不利影响。

由于中性点不接地系统的单相接地电流较小，实现灵敏而有选择性的接地保护需采用专门的技术。

虽然中性点不接地方式有绝缘水平高和上述其他一些缺点，但由于它具有跳闸次数少这一重要优点，这一方式仍普遍用于接地电容电流不大的系统中。例如对所有 35、66kV 系统以及钢筋混凝土或金属杆塔的架空线路构成的3～10kV 系统，接地电容电流应不超过 10A；而对于电缆线路构成的 3～10kV 系统，接地电容电流应不大于 30A。

dianliu huganqi (dianli)

电流互感器（电力）

［current transformer (concepts related to power system)］ 将一次侧电流转换成可供测量、保护或控制等仪器、仪表或继电保护装置使用的二次侧电流的变流设备。

分类 电流互感器分为电磁式电流互感器和电子式电流互感器两大类。

电磁式电流互感器 利用电磁感应原理测量大电流的互感器。电磁式电流互感器的一次绕组通常与需测量、保护或控制的电路串联，二次绕组则与测量、保护或控制装置的电流线圈连接，使一、二次侧高、低压电路互相隔离。正常使用时，电流互感器的一、二次额定电流之比，与一、二次绕组匝数成反比。电磁式电流互感器一次绕组有穿墙式、母线式、电缆式、套管式、支柱式、棒式等多种结构；铁芯数量可以是单铁芯，也可以是多铁芯；绝缘材料有纯瓷、树脂浇注、油浸（油纸绝缘）和六氟化硫气体。

电子式电流互感器 应用光电技术通过光纤传送信息来测量大电流的互感器。根据一次传感器部分是否需要提供电源分为有源式和无源式两大类型。

（1）有源电子式电流互感器，也称线圈型电子式电流互感器，其高压侧采用低功率线圈或罗可夫斯基线圈采样。低功率线圈按照高阻抗进行设计，使传统电流互感器在很高的一次电流下出现饱和的基本特性得到了改善，适用于测量；罗氏线圈以非磁性材料做骨架，没有铁芯、动态范围较好，高压侧与低压侧之间光纤连接，具有良好的绝缘性能，适用于保护。在安装形式上，可采用独立支撑式，也可在气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）、罐式断路器及主变压器套管中应用。

（2）无源电子式电流互感器，也称光学电流互感器，其传感材料采用块状磁光玻璃或者光纤，传感器无需电源供电。磁光玻璃型电子式电流互感器的测量只与磁光材料常数有关，与光路和通流导体的相对位置无关，一般在敞开式配电装置中应用；全光纤型电子式电流互感器的光纤一般选用单模光纤，传感头结构简单，且灵敏度可随光纤长度变化，可在 GIS 和敞开式配电装置中应用。

工作原理 常规电磁式电流互感器是按电磁感应原理工作的，它与电力变压器的主要区别是正常工作条件下二次回路阻抗很小，近乎短路状态。其一次电流取决于线路负荷，与互感器二次负荷无关。电流互感器受励磁电流的影响产生电流误差（ΔI）和相位差（δ）。

$$\Delta I(\%)=\frac{K_n I_2-I_1}{I_1}\times 100(\%) \tag{1}$$

式中 K_n 为额定电流变比；I_1 和 I_2 为一次和二次电流实测值。相位差 δ 是实际的一次电流相量与转过 180°的二次电流相量间的夹角。实际上，电流误差主要决定于励磁电流所产生的铁损（有功分量），相位差则决定于励磁电流的磁化分量（无功分量）。对保护用电流互感器，要按额定准确限值一次电流（即满足复合误差 ε_C 要求的最大一次电流）设计，其铁芯中的磁通密度要比测量用电流互感器的高得多。复合误差包括由励磁电流和二次电流中高次谐波分量影响所产生的误差，即

$$\varepsilon_C(\%)=\frac{100}{I_1}\times\sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T(K_n i_2-i_1)^2\,dt} \tag{2}$$

式中 I_1 为一次电流有效值；i_1、i_2 为一次、二原理次电流瞬时值；T 为工频周期。

有源电子式电流互感器基于法拉第电磁感应原理工作，如图 1 所示。变化磁场产生感应电势，通过测量感应电势反映被测电流。其传感元件为金属线圈，法拉第电磁感应原理依赖于磁场变化，原理上能够测量交流电流，测量准确性与频率有关。

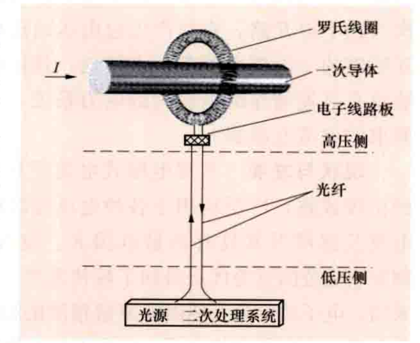


图 1 有源电子式电流互感器示意图

无源电子式电流互感器基于法拉第磁光效应原理工作，如图 2 所示。磁场引起沿磁场方向传播的圆偏振光速度变化，

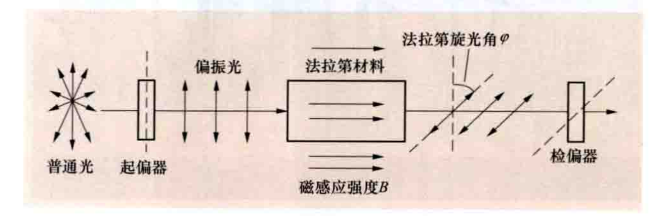


图 2 无源电子式电流互感器原理示意图

进而使左右旋元偏振光产生相位差（线偏振光方位角变化），通过对相位差的测量反映电流大小。法拉第磁光效应原理测量磁场的瞬时值，与磁场变化与否无关，原理上能够测量直流和交流电流，频带范围宽。

参数及特性 电流互感器的参数及特性主要有额定值、准确级。

额定值 额定一次电流和额定二次电流值是常规电磁式电流互感器的基准值。一次电流可在5～25 000A或更高范围内选择；二次电流通常为5A或1A。额定容量可为5～100VA间的不同值。电子式电流互感器额定一次电流与常规电磁式的相同，二次部分则分为数字量输出额定值和模拟量输出额定值两种。电流互感器允许长期运行的最高电压为系统最高电压。

准确级 常规电磁式测量用电流互感器与保护用电流互感器有不同的电流误差及相位差的准确级要求。测量用电流互感器有0.1、0.2S、0.2、0.5S、0.5、1、3、5级等，保护用电流互感器有5P、10P级，供瞬态特性保护用的电流互感器有TPS、TPX、TPY、TPZ级。TPS级为低漏磁电流互感器，其性能由二次励磁特性和匝比误差限值规定，无剩磁限值，铁芯不设气隙。TPX级为无气隙环形铁芯，在磁化特性规定的限值范围内，二次侧能准确成比例地反映一次故障电流中的交流分量和直流分量，无剩磁限值；TPY级特性与TPX级相似，铁芯带有小气隙，静态剩磁不超过饱和值的10%，适用于超高压电力系统的继电保护；TPZ级的二次侧只限制交流分量误差，无直流分量误差限值，要求铁芯磁化特性度好，铁芯带有较大的气隙，剩磁可忽略不计。电子式测量用电流互感器准确级与常规电磁式的相同。电子式保护用电流互感器准确级有5P、10P，用于瞬态特性保护用的有5TPE，其在准确限值条件下最大峰值瞬时误差不大于10%。

运行使用要求 电流互感器运行使用要求主要有：①按测量和保护的不同用途，选用不同类型与性能要求的电流互感器。②电磁式电流互感器正常工作时接近短路状态，其二次回路不得开路，避免产生过电压而造成事故。电磁式电流互感器的二次侧必须有一点接地，且接线极性要正确。③对装设有高速动作继电保护的电力系统，要选择瞬态特性满足要求的电流互感器。

现状与发展 常规电磁式电流互感器（见图3）技术已经比较成熟，广泛应用于各种电压等级的配电装置。电子式电流互感器因其具有测量范围大、没有磁饱和及磁滞现象、频率响应范围宽等优点得到了较快发展，在部分工程中已开始采用。电子式电流互感器在测量精度的稳定性和抗干扰性能等方面进一步完善和提高后，将在工程中得到大规模推广应用。



图3 220kV电流互感器（陈海焱 提供）

dianqi shebei jiedi zhuangzhi

电气设备接地装置 （earth connection of electrical equipment） 电气设备的接地体和接地线的总称。接地体指埋入地中并直接与大地接触的金属导体，又称接地极，包括各种金属构件、金属井管、钢筋混凝土建筑物的基础等自然接地体。接地线指将电气设备外壳、架构或杆塔与接地体连接用的金属导体，又称接地引下线。接地装置应有足够低的接地电阻和较强的防腐蚀能力，在通过工频短路电流或雷电流时应具有足够的热稳定性，工频短路电流或雷电流在接地装置上形成的压降和跨步电位差、接触电位差不应危及设备或人身的安全。

接地体 交流电气设备的接地装置应充分利用直接埋入地中或水中的自然接地体。在敷设人工接地体时可采取水平和垂直两种方式。水平敷设时采用圆钢、扁钢、扁铜或铜覆钢，垂直敷设时采用角钢、圆钢、铜棒或铜覆圆钢。钢接地体的截面不应小于表1所列数值，铜和铜覆钢接地体的截面不应小于表2所列数值。在腐蚀性较强场所的钢接地体应采取热镀锡或热镀锌等防腐蚀措施或适当增大截面。铜排接地体和铜绞线接地体分别见图1和图2。

表1 钢接地材料的最小尺寸

种类	规格及单位	地上	地下
圆钢	直径（mm）	8	8/10*
扁钢	截面（mm^2）	48	48
	厚度（mm）	4	4
角钢	厚度（mm）	2.5	4
钢管	管壁厚（mm）	2.5	3.5/2.5**

注：架空线路杆塔的接地极引出线，其截面不应小于50mm^2，并应热镀锌。

* 地下部分圆钢的直径，其分子、分母数据分别对应于架空线路和发电厂、变电站的接地网。

** 地下部分钢管的壁厚，其分子、分母数据分别对应于埋于土壤和埋于室内混凝土地坪中。

土壤电阻率较低地区的线路接地体通常采用单根水平接地体或水平接地体与垂直接地体的组合。高土壤电阻率地区的线路接地体常采用多根射线型的水平接地体。在土壤电阻率特别高时，可采用连续地线。发电厂、变电站的接地装置采用以水平接地体为主的网格形接地体。

交流接地体的埋设深度一般为0.6～0.8m。直流接地体的埋设深度一般为1.5～4m。

表2 铜或铜覆钢接地材料的最小尺寸

种类	规格及单位	地上	地下
铜棒	直径（mm）	8	水平接地极为8
			垂直接地极为15
扁铜	截面（mm^2）	50	50
	厚度（mm）	2	2
铜绞线	截面（mm^2）	50	50
铜覆圆钢	直径（mm）	8	10
铜覆钢绞线	直径（mm）	8	10
铜覆扁钢	截面（mm^2）	48	48
	厚度（mm）	4	4

注：1. 铜绞线单股直径不小于1.7mm；
2. 各类铜覆钢材的尺寸为钢材的尺寸，铜层厚度不应小于0.25mm。

接地线 接地线一般采用钢质导体。从防腐蚀方面考虑，钢接地线的截面

不应小于表 1 中所列的数值。

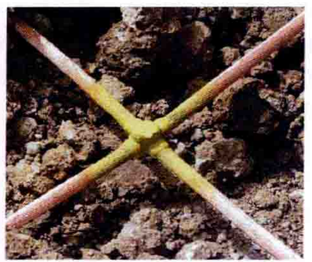


图 1　铜排接地体　　　图 2　铜绞线接地体

有效接地和低电阻接地系统（见电力系统中性点接地）中接地线的截面，在按接地短路电流进行热稳定校验时，钢接地线的短时温度不应超过 400℃，铜接地线不应超过 450℃（铜焊焊接）或 700～900℃（放热焊接）。非有效接地和非低电阻接地系统（见电力系统中性点接地）中，接地线的截面应保证在考虑系统 5～10 年发展后，接地线通过接地短路电流时，对敷设在地上的接地线要求其长时间温度不超过 150℃，对敷设在地下的接地线要求不超过 100℃。

移动式电气设备接地线和照明电缆，以及用钢接地线在结构上有困难时，可用铜或铝接地线。低压电气设备用铜或铝接地线的最小截面见表 3。

表 3　低压电气设备用铜或铝接地线的最小截面

材料型式	最小截面（mm^2）	
	铜	铝
明设的裸导体	4	6
绝缘线	1.5	2.5
电缆的接地芯线或与相线包在同一保护外壳内的多芯导线的接地芯线	1	1.5

注：因为裸铝导体很容易被腐蚀，所以一般不用作地下的接地线。

携带式电气设备的接地线一般用多股软铜线。检修等临时接地用的携带式接地线也不能使用钢材，应采用裸铜软绞线。这两种接地线的最小截面见表 4。

表 4　携带式接地线和携带式电气设备接地线的最小截面

接地线种类	携带式接地线（裸铜软绞线总截面）	携带式电气设备的接地线（多股软铜线总截面）
最小截面（mm^2）	2.5	1.5

交流电气设备的接地线应尽量利用金属构件、普通钢筋混凝土构件的钢筋、穿线的钢管和电缆的铅、铝外皮等。低压电气设备的接地线可利用金属管道。在利用以上设施作接地线时，应保证其全长为完好的电气通路。如果利用串联的金属构件作为接地线时，金属构件之间应以截面不小于 $100mm^2$ 的钢材焊接。

不得使用蛇皮管、易燃易爆的液体或气体管道、保温管的金属网或外皮，以及低压照明网络的电缆铅皮作接地线。

接地线所经路径中，紧靠接地线的金属物体必须与接地线连接，避免当短路电流流过接地线时，在接地线与金属物体上产生电位差，引起电弧烧断接地线，以致事故扩大。

严禁在一个接地线中串接几个需要接地的部分。

dianqi shebei jueyuan shuiping

电气设备绝缘水平　(insulation level of electrical equipment)　电气设备绝缘耐受电压的能力。在长期运行条件下，电气设备应能耐受工作电压、内部过电压和雷电过电压的长时间作用或多次作用而不损坏，为此，设备投运前应对电气设备施加一定的耐压试验以检验设备的绝缘耐受电压的能力。耐压试验的电压类型包括雷电冲击耐受电压（全波）、截断雷电冲击耐受电压（截波）、操作冲击耐受电压和工频耐受电压。与额定雷电冲击耐受电压相对应的是雷电冲击绝缘水平；与额定操作冲击耐受电压相对应的是操作冲击绝缘水平。绝缘水平的确定与保护设备的性能、接线方式、绝缘配合原则以及设备使用条件等因素有关。在变电站内装有避雷器限制雷电过电压，故设备的额定雷电冲击耐受电压由避雷器的保护水平决定，称为电气设备的雷电冲击绝缘水平，过去曾称之为基本冲击绝缘水平（用 BIL 表示）。电气设备的操作冲击绝缘水平由既定的内部过电压计算倍数决定。330kV 及以上的超高压长线路，用专门措施将操作过电压限制到一定的水平。220kV 及以下的变电站，电气设备的操作冲击耐受电压用工频耐受电压代替。

随着电力系统额定电压的提高，限制过电压措施的不断完善，长时间工作电压逐渐成为决定电气设备绝缘水平的主要因素。

在严重污秽地区，设备的外绝缘强度大大降低，污闪、雾闪、冰闪等故障常有发生，在此情况下，设备外绝缘水平将很大程度上取决于系统的最高运行电压。

对于不同电压等级的电力系统，国际电工委员会（IEC）推荐了耐受电压的一系列标准数据，中国 GB 311.1—2012《绝缘配合　第 1 部分：定义、原则和规则》中第 5.7 条规定了高压输变电设备的额定短时工频耐受电压的标准值，指明设备的额定短时工频耐受电压有效值应在 10，20，28，38，42，50，70，85，95，115，140，185，230，275，325，360，395，460，510，570，630，680，710，740，790，830，900，960，975，1050，1100，1200kV 中选取；并在第 5.8 条规定了高压输变电设备的额定冲击耐受电压的标准值，指明设备的额定操作和雷电冲击耐受电压应在 20，40，60，75，95，125，145，170，185，200，250，325，380，450，550，650，750，850，950，1050，1175，1300，1425，1550，1675，1800，1950，2100，2250，2400，2550，2700，2900，3100kV 中选取。

合理选择电气设备绝缘水平，是综合性很强的技术经济问题，需要全面衡量设备造价、维护费用及故障损失三方面的得失，力求达到安全、经济和可靠供电的目的。不同系统因结构不同以及在不同的发展阶段，可以有不同的绝缘水平。

雷电冲击绝缘水平　电气设备在标准雷电全波（1.2/50μs）冲击电压作用下耐受电压的能力，用规定的雷电冲击耐受电压来表示。在中国，根据运行经验和技术经济比较，海拔 1000m 及以上的电气设备的雷电冲击绝缘水平由内绝缘和外绝缘两方面分别确定。

内绝缘的雷电冲击绝缘水平　电气设备内绝缘的雷电冲

击耐压$U_{L.I}$可按式（1）计算，即

$$U_{L.I} \geqslant k_s U_{rp} \quad (1)$$

式中U_{rp}为代表性过电压，取避雷器在标称放电电流下的残压值；k_s为安全因数，国内外取值在1.2～1.6范围内。

变压器、并联电抗器及电流互感器截断雷电冲击耐压取相应设备额定雷电冲击耐压的1.1倍。

断路器同极断口间内绝缘以及断路器、隔离开关同极断口间内绝缘的相对地雷电冲击耐受电压$U_{L.C}$可按式（2）计算，即

$$U_{L.C} \geqslant U_{L.I} + U_m/\sqrt{3} \quad (2)$$

式中$U_{L.I}$为断路器、隔离开关内绝缘相对地雷电冲击耐压，按式（1）确定。

外绝缘的雷电冲击绝缘水平　电气设备外绝缘的雷电冲击耐受电压$U_{L.O}$可按式（3）计算，即

$$U_{L.O} \geqslant k_a k_s U_{rp} \quad (3)$$

式中U_{rp}为代表性过电压，取避雷器在标称雷电流下的额定残压值；k_a为海拔修正因数；k_s为安全因数，取1.05。

按以上电气设备绝缘配合公式计算得到的电气设备耐压值，通常并非为标准额定值。基于标准化要求，电气设备的额定雷电冲击耐受电压值和冲击截波耐受电压值应按GB 311.1—2012《绝缘配合　第1部分：定义、原则和规则》中冲击耐受电压系列值中的相应值来选择。

操作冲击绝缘水平　电气设备在标准波形的操作过电压作用下耐受电压的能力，用规定的操作冲击耐受电压表示。操作冲击耐受试验用的标准波为250/2500μs。超高压电气设备必须用操作冲击波进行试验，确定操作冲击绝缘水平。220kV及以下的电气设备，在一定程度上可用交流工频电压试验代替操作波冲击试验。

内绝缘的操作冲击绝缘水平　内绝缘为油纸绝缘的电气设备，若带电部分完全被固体绝缘物覆盖时，操作冲击波与雷电冲击波的耐受电压之比为1.0，或稍低于1.0。处于变压器油中相向布置的裸电极间以及沿油表面的操作冲击波与雷电冲击波耐受电压之比为0.6～0.8。当处于油中的裸露导体用固体绝缘物覆盖，或在导体间插入层压板作屏蔽时，上述比值可大于0.83。

电气设备内绝缘相对地操作冲击耐受电压要求值$U_{S.I}$可采用式（4）和式（5）两种计算方法，即

$$U_{S.I} \geqslant k_s U_{SL} \quad (4)$$

$$U_{S.I} \geqslant k_s k_c U_{rp} \quad (5)$$

式中U_{SL}为避雷器在配合电流下的操作冲击残压值；U_{rp}为代表性过电压，取统计计算获得的最大操作过电压；k_c为确定性配合因数，取1.05；k_s为安全因数，取1.15。

断路器同极断口间内绝缘操作冲击耐受电压$U_{S.C}$可按式（6）计算，即

$$U_{S.C} \geqslant (U_{S.I} + U_m/\sqrt{3}) \quad (6)$$

式中$U_{S.I}$为断路器内绝缘相对地操作冲击耐受电压，按式（4）或式（5）确定。

外绝缘的操作冲击绝缘水平　电气设备外绝缘相对地操作冲击耐压可按式（7）计算，即

$$U_{S.O} \geqslant k_a U_{S.I} \quad (7)$$

式中k_a为电气设备外绝缘海拔高度校正系数。

计算操作冲击绝缘水平的各种系数是结合中国的运行经验，经技术经济比较后确定的。超高压、特高压输电设备的操作冲击绝缘水平，将明显影响设备造价、运行维护费用和供电可靠性。同样，电气设备的额定操作冲击耐受电压值应按GB 311.1—2012中规定的冲击耐受电压系列值中的相应值来选择。

工频耐受电压　电气设备所能耐受的工频电压，分短时（1min或5min）工频耐受电压和长时（1～2h）工频耐受电压两种。电气设备在运行中要承受工作电压、工频过电压（见电力系统工频过电压）、操作过电压（见电力系统操作过电压）及雷电过电压的作用。为考验绝缘耐受各种电压的能力，通常除了型式试验要进行雷电冲击和操作冲击试验外，一般只作短时工频耐受试验。因为在某种程度上，操作或雷电冲击电压对绝缘的作用可用工频电压来代替，并且可使试验工作方便可行，所以通常以短时工频耐受电压代表绝缘对操作过电压、雷电过电压总的耐受水平。

在中国，根据运行经验和技术经济比较，电气设备的工频耐受电压分内绝缘和外绝缘两方面分别确定。

内绝缘工频耐受电压的确定　以操作过电压水平为基础计算工频耐受电压$U_{in\cdot 50\sim}$（有效值，kV）为

$$U_{in\cdot 50\sim} = \frac{1.1 K_0 U_P}{1.3 \sim 1.35} = (0.54 \sim 0.56) K_0 U_n \quad (8)$$

式中K_0为计算用操作过电压倍数；U_P为系统最高运行相电压；U_n为系统额定线电压；1.1为内绝缘的累积系数；1.3～1.35为内绝缘的操作冲击系数，是承受操作过电压能力与承受短时工频电压能力的比值，对60kV及以下设备取1.3，110kV及以上设备取1.35。再以雷电过电压为基础计算工频耐受电压$U_{out\cdot 50\sim}$，即

$$U_{out\cdot 50\sim} = \frac{1.1 \times (1.1 U_5 + 15)}{1.48\sqrt{2}} \quad (9)$$

式中U_5为避雷器5kA时的残压，kV；$1.1 \times (1.1U_5 + 15)$是电气设备全波冲击绝缘水平；$1.48\sqrt{2}$是内绝缘的雷电冲击系数。选择$U_{in\cdot 50\sim}$和$U_{out\cdot 50\sim}$中较大值为内绝缘短时工频耐受电压值。

外绝缘工频耐受电压的确定　在干燥状态下外绝缘所应耐受的电压称外绝缘工频干试耐受电压$U_{od\cdot 50\sim}$，可按式（10）确定，即

$$U_{od\cdot 50\sim} = \frac{1.1 K_0 U_n}{0.84\sqrt{3}} = 0.79 K_0 U_n \quad (10)$$

式中0.84为海拔1000m及以下地区考虑空气密度和湿度的综合修正系数。在淋雨条件下外绝缘应耐受的电压称外绝缘工频湿试耐受电压$U_{ow\cdot 50\sim}$，可按下式确定

$$U_{ow\cdot 50\sim} = \frac{1.15 K_0 U_n}{1.015\sqrt{3}} = 0.654 K_0 U_n \quad (11)$$

式中1.015是综合考虑大气条件、雨水状态和污秽情况等各种因素影响的修正系数。外绝缘工频耐受电压主要是工频湿试耐受电压，工频干试耐受电压只对室内电气设备的外绝缘适用。

中国GB 311.1—2012《绝缘配合　第1部分：定义、原则和规则》中规定了3～1000kV输配电设备的短时工频耐受电压值。

考虑到运行电压和工频过电压作用下内绝缘老化和外绝缘耐污性能，对某些电气设备还规定有长时工频耐受电压。

对超高压电气设备，考虑到操作冲击波对绝缘作用的特殊性，以及不能肯定操作冲击电压与工频电压之间的等价程度，故仍规定操作冲击耐受电压，而不用工频耐受电压代替。

dianqi shebei kangzhen

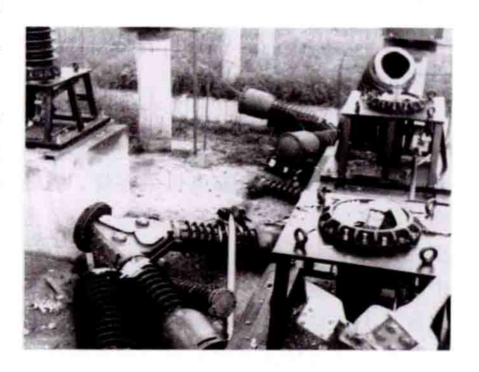
电气设备抗震

(seismic stability of electric equipment)　根据变电站站址的地震烈度、地基条件、设备布置以及抗震费用等因素，运用地震宏观的调查经验和研究成果，对变电站内电气设备所采取的抗御地震的技术措施。

震害　在中国近几十年来的几次大地震中，变电站的电气设备都有不同程度的损坏。以2008年5月12日四川汶川地震为例：据不完全统计，此次地震灾害共造成四川电网220kV及以上电压等级共22台主变压器、26台断路器损坏，变电站内36栋主控楼（控制室）、高压开关室不同程度受损。此外，绵阳安县220kV变电站等站内建筑物设施受损严重，需要原地重建或规划重建。

地震灾害造成的电气设备损害主要包括：变压器位移、脱轨、倾覆，套管断裂、渗漏油等；断路器及隔离开关的套管折断、断裂，断路器倒塌（如图所示），漏油、漏气、支柱绝缘子断裂等；互感器渗漏油、套管折断；避雷器炸裂、折断等。

震害原因分析　在20世纪60年代以前，世界各国对电气设备的抗震研究大都停留在静态法的基础之上。静态法是将地震对电气设备的作用看作是一个惯性水平力，它作用在设备重心上，大小等于地震时设备安装地点的地面水平加速度与设备自重的乘积。它没有反映电气设备自振频率的响应因素。经过60年代的几次大地震之后，按静态法考核的电气设备损坏都比较严重，由于高压电气设备的自振频率为几个赫兹，正好与地震波的频带范围1～10Hz比较接近，在地震时发生共振，电气设备遭受的动态地震力远大于静态力，致使瓷柱断裂。



220kV断路器被震坏的情景

20世纪60年代以后，各国普遍采用动态法对地震进行研究：①将电气设备原型放在振动台上进行实际加振试验；②将电气设备看成是具有单个和多个自由度的体系，进行动态应力计算。动态法将电气设备分成两大类：第一类的自振频率很低，远离地震波的频带范围，与地震波产生共振的可能性极小，称为非共振设备，例如主变压器本体等；第二类的自振频率与经常发生的地震波频率较接近，有可能共振，称为共振设备，例如110kV及以上的断路器、避雷器、支柱绝缘子等，对它们应按动态法考核其耐震能力。

耐震试验及标准　为了定量研究高压电气设备各个部位的实际应力，研制抗震型设备，需将实际的高压电气设备放在振动台上进行加振试验。在振动台上可进行水平、垂直两个方向的加振试验。中国较为通用的耐震试验标准参数为：①地面加速度。指地表的地震波加速度，取决于地震破坏烈度的大小，一般对抗震设备地面水平加速度取0.3g（g为重力加速度）。②输入地震波的波形、振动频率、加振时间。③安全系数。由于地震荷载属于突发性瞬时荷载，按电瓷产品的荷载条件规定，安全系数取为1.67，即高压电气设备产生的最大地震动态力应小于电瓷破坏应力的1.67倍。

抗震措施　针对电气设备在地震时损害的不同情况，所采取的抗震措施主要分为加强设备与基础之间的固定和采用抗震型高压电气设备两大类。

(1) 加强设备与基础之间的固定。对非共振设备而言，主要是主变压器，各种控制、保护、通信、远动屏柜等。它们损坏的直接原因是设备与基础之间没有固定或固定不良，以致从基础上位移、倾倒而损坏。方法是：①主变压器或所用电变压器底部与基础之间采用螺栓固定；②所有保护、控制、直流、站用电屏柜与基础上的预埋钢板之间采用焊接固定；③远动、通信装置与基础之间采用压板固定。

(2) 采用抗震型高压电气设备。对共振电气设备而言，主要是高压断路器、隔离开关、棒型支柱绝缘子和避雷器等具有细长绝缘瓷套管的110kV及以上的高压电气设备。地震时它们可能发生共振，产生较大的动态应力，要从其本体出发考虑抗震措施：①采用高强度的绝缘瓷套管。例如日本对500kV电气设备都采用高强度的绝缘瓷套管，其破坏强度是普通瓷套管的1.5倍。中国抗震型220kV六氟化硫断路器也采用了高强度绝缘瓷套管，它的破坏强度是普通瓷套管的1.45倍。②在高压电气设备的底部安装各种型式的阻尼器，增加设备的阻尼系数，减弱动态反应程度，达到抗震目的，如中国抗震型500kV六氟化硫断路器。③采用抗震型结构，如日本各电压等级的落地罐式六氟化硫断路器，苏联以及中国的一种抗震型500kV隔离开关，每一个支柱由3个棒形支柱绝缘子组成三角锥体形状的框架结构，也具有很强的抗地震能力。

2008年汶川地震给灾区的输变电工程带来了巨大损失，也引起了各界对电气设备防震更高程度的重视。电气设备抗震研究已成为设备厂家、工程设计、施工和运营管理等相关部门的关注重点，并在工程前期予以考虑。

dianqi zhujiexian

电气主接线

(single main diagram; main electrical connection scheme)　根据电能输送和分配的要求，表示主要电气设备相互之间的连接关系，以及本变电站（或发电厂）与电力系统的电气连接关系，通常以单线图表示。电气主接线中表示的主要电气设备有发电机、变压器、断路器、隔离开关、电压互感器、电流互感器、避雷器、母线、接地装置以及各种无功补偿装置等。它是变电站电气部分的主体，对电气设备选择、配电装置与厂房布置、运行灵活性、可靠性和经济性等都有重大的影响。

电气主接线的形式非常多，具体接线形式的选择通常是根据变电站或发电厂在电力系统中的地位和作用，首先满足电力系统的安全运行与经济调度的要求，根据规划容量、输

电电压等级、供电负荷的重要性、电力系统短路容量、本期及远期线路回路数、站址环境以及电气设备特点等条件确定。

常用主接线形式　常用主接线形式有单母线接线、单母线分段接线、单母线分段带旁路母线接线、双母线接线、双母线分段接线、双母线带旁路母线接线、双母线分段带旁路母线接线、一个半断路器接线、三分之四断路器接线、双断路器接线、桥形接线、多角形接线、线路-变压器组接线等。电气主接线中有时还包括发电厂或变电站的自用电部分，常称作厂用电或站用电接线。

主接线形式选择　电力系统中电压高的母线集结、输送的容量较大，发生故障时影响范围广，要求采用可靠性高的接线形式。对进出线回路各为两个的用户变电站，通常采用桥形接线或线路-变压器组接线；单母线、单母线分段、单母线分段带旁路母线的接线仅适用于对可靠性要求较低、进出线回路数较多的110kV及以下电压等级的母线；双母线、双母线带旁路母线的接线则多用于在电力系统中有一定重要性的220kV母线；对330～500kV电压等级，则根据在电力系统中的地位采用双母线带旁路母线、双母线分段带旁路母线、一个半断路器的接线和三分之四断路器接线；对500kV以上电压等级，由于断路器十分昂贵，当一个变电站中进出线很少（如3回或最多不超过4回）时，可采用多角形接线（三角或四角），如进出线回路数较多，则采用一个半断路器接线或采用既保证较高可靠性又少用断路器的三分之四断路器接线。此外，由于配串的需要，在同一个高压配电装置中可以同时采用两种不同的电气主接线。例如在一个半断路器电气主接线中，一串或几串采用双断路器接线或三分之四断路器接线。

基本要求　主接线应满足可靠性、灵活性和经济性三项基本要求。

（1）可靠性。电气主接线设计首先应满足供电电能的质量和供电连续性要求。电气主接线可靠性是它的各组成元件和连接方式的综合比较和评价。衡量主接线可靠性的标志是：①断路器故障时对电力系统供电的可靠性和稳定性的影响小。②设备或母线检修及故障时，停运的回路数少并能保证对重要用户的供电。③全站停电的概率小。

（2）灵活性。电气主接线灵活性包括：①可以灵活调度，方便地投入或切除某些发电机、变压器或线路。②满足系统在事故、检修以及特殊运行方式下的调度要求。③应能方便停运各电气设备进行维护检修，而不影响电网的运行或供电。④能够容易地从初期接线过渡到最终接线。

（3）经济性。电气主接线经济性是指投资省、占地面积小、电能损失少。各种电气主接线采用断路器的数量均与进出线的数量有一定关系，如进出线总数以 n 表示，则所用断路器的数量分别为：桥形接线为 $n-1$，单母线接线为 n，单母线分段接线为 $n+1$，单母线分段带旁路母线接线和双母线带旁路母线接线为 $n+2$，双母线分段带旁路母线接线为 $n+5$ 或 $n+6$，一个半断路器接线为 $1.5n$，三分之四断路器接线为 $4n/3$，多角形接线为 n，双断路器接线为 $2n$ 或 $2n+1$。因此，应找到停电损失和为提高可靠性需增加投资费用之间的合理平衡。

变电站和发电厂电气主接线的共同要求　主要包括：①各级电压的规划短路电流不能超过所采用断路器的额定开断电流。②各级电压电气主接线的可靠性要与电力系统的可靠性相协调。当任一电气设备发生单一故障时，要避免电力系统发生非同步运行，避免发生频率崩溃和电压崩溃的事故。③为了避免破坏电力系统运行稳定和便于电力系统在发生事故后能迅速恢复正常运行，在确定电气主接线时需要考虑以下的可能情况：故障时断路器拒绝动作；故障时继电保护装置和自动装置误动作；发生多重性故障。④各级电压的架空出线包括同一级电压的架空出线应尽量避免交叉。⑤能够适应分期建设和方便扩建。

变电站电气主接线的具体要求　主要包括：①变压器的台数和容量能满足规划期间供电负荷的需要，并能满足当变压器故障或检修时供电负荷的需要。联络变压器的容量能满足电力系统中交换功率的要求。②当变电站中出现三级电压且中压或低压侧负荷超过变压器额定容量的15%时，通常采用三绕组变压器。③电力系统中无功功率需要分层次分地区进行平衡，变电站中常需装设无功补偿装置，例如并联电容器或同步调相机等。当有三绕组变压器或自耦变压器时，这些无功补偿装置则连接到变压器的第三绕组上。④在330～500kV系统是否装设高压并联电抗器，决定于限制工频过电压的要求，但通常也结合电力系统并列操作、避免发电机自励磁或低压并联电抗器不能平衡无功功率等因素来决定。⑤当母线上电压变化比较大而且不能用增加无功补偿容量来调整电压时，为了保证电压质量，则采用有载调压变压器。⑥如果不受运输条件的限制，变压器采用三相式，否则选用单相变压器组。⑦对220kV及以上的联络变压器通常采用自耦变压器。

发电厂电气主接线的具体要求　主要包括：①在正常运行方式下能送出全部发电机组的容量。②电气主接线与电力系统连接的电压要由发电机组容量、供电负荷情况、输电距离与输电容量等因素确定。此外，还要考虑到大容量发电机组在提高电力系统暂态稳定中所起的电压支撑作用。发电厂中电气主接线的电压等级通常不超过两级。为了简化电气主接线，大容量发电机组常通过发电机-变压器-线路单元接线方式直接接入较近的变电站。③在两级电压电气主接线之间是否要设置联络变压器，需要从整个电力系统角度来统一考虑，但要避免因为电磁环网而影响电力系统的稳定。④当电气主接线中电气设备发生故障时，允许断开的发电机组总容量要服从电力系统的要求。

近年来许多国家都采用了可靠性计算方法对不同电气主接线作出定性和定量的分析，并且已建立了各种设备的可靠性数据库作为可靠性计算的基础。此外，还采用变动设备的可靠度来进行电气主接线可靠性的敏感性分析，以免因数据统计有误差而得出错误的结论。

dianqi zhuangzhi jiedi

电气装置接地　(grounding of electric equipment)

将发电厂、变电站、输电线路的电气装置的某些部分用导体（接地线）与埋设在土壤中或水中的金属导体（接地体或接地极）相连接。电气装置接地应满足接地电阻值的要求（见电气装置接地电阻）。当不同电压等级的电气设备共用一个接地装置时，接地电阻应符合要求中的最小值。为保证接地

装置的可靠性，在设计时应考虑到接地极的发热、腐蚀以及季节变化的影响。流过短路电流时，接地电阻值应在一年四季（包括土壤干燥或冻结时）都能满足要求。防雷装置的接地电阻，只需考虑在雷季中土壤干燥状态的影响。电气装置接地按其作用不同分为系统接地、保护接地、防雷接地和防静电接地四种。

系统接地　电气设备因为正常工作或排除故障需要的接地。例如，中性点有效接地系统（见电力系统中性点接地）中，变压器中性点、线路并联电抗器中性点接地电抗器接地端、电压互感器接地端、接地开关接地端等需接地；非有效接地系统（见电力系统中性点接地）中，消弧线圈接地端和绝缘监视电压互感器一次侧中性点需接地。

保护接地　当电气设备、用电设备和配电装置的绝缘发生损坏时，其金属外壳或架构可能带电，为防止这种电压危及人身安全而进行的接地。

除另有规定外，应接地或接中性线或接保护线的电气设备的金属部分：①电机、变压器、电器、耦合电容器、电抗器和照明器具以及用电设备等的底座及外壳；②气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）和大电流封闭母线外壳；③电气设备的传动装置；④互感器的二次绕组；⑤配电盘与控制台、箱、柜的金属框架；⑥屋内外配电装置的金属架构和钢筋混凝土架构以及靠近带电部分的金属围栏和金属门；⑦交、直流电力电缆接线盒、终端盒的外壳和电缆的外皮，穿线的钢管等；⑧装有地线的电力线路的杆塔；⑨在非沥青地面的居民区内，非有效接地和非低电阻接地系统无地线架空电力线路的金属杆塔和钢筋混凝土杆塔；⑩装在配电线路上的开关设备、电容器等电气设备的底座及外壳；⑪铠装控制电缆的外皮、非铠装或非金属护套电缆的1～2根屏蔽芯线。

除另有规定外，不需接地或接中性线或接保护线的电气设备的金属部分：①在木质、沥青等不良导体地面的干燥房间内，交流标称电压380V及以下、直流标称电压440V及以下的电气设备外壳，但当维护人员可能触及电气设备外壳和其他接地物体时除外，有爆炸危险的场所也除外；②在干燥场所，交流标称电压127V及以下，直流标称电压110V及以下的电气设备外壳，但有爆炸危险的场所除外；③安装在配电屏、控制屏和配电装置上的电测量仪表、继电器和其他低压电器的外壳，以及当发生绝缘损坏时，在支持物上不会引起危险电压的绝缘子金属底座等；④安装在已接地的金属架构上，且保证电气接触良好的设备如套管等，但有爆炸危险的场所除外；⑤额定电压220kV及以下的蓄电池室内支架；⑥与已接地的机床底座之间有可靠电气接触的电动机和电器的外壳，但有爆炸危险的场所除外；⑦由发电厂、变电站和工业企业区域内引出的铁路轨道，但运送易燃易爆物者除外。

在中性点直接接地（见电力系统中性点接地）的低压系统中，电气设备外壳可采用接中性线保护，也可采用接保护线保护，即将外壳与中性线或保护线相连接。

采用接中性线（或保护线）保护有困难（例如向互相距离很远的几台水泵和电犁等供电，若用接中性线保护需用的线很长），而且土壤电阻率较低，很容易做接地时，可采用接地保护（与独立的接地装置相连接）。但此时如用电设备漏电，设备外壳与其有电气连接的金属部分、变压器外壳及其接地线都可能带电，会危及人身安全，应采用能自动断开接地故障的断电保护装置。

由同一台发电机、同一台变压器或同一段母线供电的低压线路，一般不宜混用接中性线（保护线）、接地两种保护方式。在个别情况下，当采用统一的接中性线（保护线）保护确有困难时，对于不接中性线（保护线）的电气设备或线段，应装设能自动断开接地故障的继电保护装置，使不接中性线（保护线）的设备或线段，在其发生接地短路时能迅速断开。但在城防、人防等潮湿场所或条件特别恶劣场所的低压电力系统中，电气设备的外壳应采用接中性线（保护线）保护。

携带式和移动式用电设备应当使用专门的芯线接中性线（保护线）或接地，此芯线严禁同时用来通过工作电流。严禁利用其他用电设备的中性线接地，中性线和接地线应分别与接地网相连接。携带式和移动式用电设备的插座上应备用专用的接地触头。该触头应同时与接地线和中性线（保护线）相连接，而且所有插销的结构应能避免将导电触头误作接地触头使用。插座与插销的接地触头应在导电触头接触之前连通，并应在导电触头脱离之后才断开。金属外壳的插座，其接地触头和金属外壳应有可靠的电气连接。

由固定式电源或由移动式发电设备供电的移动式用电设备的金属外壳或底座，应与电源的接地装置有可靠的金属连接。

在中性点不接地的电力系统中，可在移动式用电设备附近装设接地装置，以代替上述的金属连接线。如果做不到以上要求，可利用自动切断电源装置代替接地。

为保证接地的可靠性，电气设备的同一部分有时需要有一个以上的接地点。如低压架空线的中性线，在其两端和分支处以及每隔1km处需进行重复接地。各种不同电压等级和不同用途的电气设备一般可以共用一个总的接地装置，发电厂、变电站内的通信设备或弱电设备应与电气设备共用一个接地装置。

防雷接地　为防雷保护装置泄放雷电流入大地的接地。例如，避雷针、架空地线、避雷带（网）避雷器接地端和间隙接地端需接地，在接地处应装设集中接地装置。

防静电接地　为防止静电危险影响的接地。例如，运输车、储油罐、输油管道和易燃易爆物的金属外壳需接地。

dianqi zhuangzhi jiedi dianzu

电气装置接地电阻

(grounding resistance of electric equipment)　电流 I 经接地体流入大地时接地体的电位 U 和 I 的比值。在工频（或直流）电流经接地体流入大地时，接地电阻即为接地体到无穷远处的土壤（含河水）的总电阻。在冲击电流经接地体流入大地时，接地体上最大电压出现的时刻不一定是电流最大的时刻，接地体上的冲击电压和对应时刻的冲击电流的比值为冲击接地阻抗，它是随时间变化的。工程应用为了方便起见，将接地体上的冲击电压最大值和冲击电流最大值之比称为冲击接地电阻。

对接地电阻的要求　各种常用的接地装置的接地电阻允许值见表1。

表1　各种常用的接地装置的接地电阻允许值

类　型			接地装置使用条件	允许的工频接地电阻值（Ω）	备　注
架空电力线路的接地	35kV及以上有地线的一般线路	土壤电阻率	100Ω·m及以下	不应超过10	
			100～500Ω·m	不应超过15	
			500～1000Ω·m	不应超过20	
			1000～2000Ω·m	不应超过25	
			2000Ω·m以上	30；或敷设6～8根射线（总长不超过500m）；或连续伸长接地，电阻值不作规定	
	大跨越档		35kV及以上线路杆塔	不应超过一般线路接地电阻值的50%，在高土壤电阻率地区，也不宜超过20	无地线的大跨越档应装设避雷器或间隙
	无地线线路的一般杆塔		35kV及以上非有效接地和非低电阻接地系统中，无地线线路的钢筋混凝土杆、金属杆塔及木杆线路中的铁横担接地	年平均雷暴日在40以上地区，一般不应超过30（土壤电阻率$\rho \leqslant 100\Omega \cdot m$的地区，钢筋混凝土杆、金属杆塔，可不另作接地）	运行经验证明：雷击跳闸及断线事故不多的地区，以及40雷暴日及以下的地区，电阻值不规定，或不设人工接地装置
			3kV及以上非有效接地和非低电阻接地系统中，居民区的钢筋混凝土杆、金属杆塔	一般不超过30	有运行经验，未发生触发事故的地区以及沥青路面上的杆塔，可不接地
			低压线路的钢筋混凝土杆和金属杆塔	一般不超过50	①金属杆塔、混凝土杆的钢筋、铁横担，只与中性线（保护线）连接即可；②凡属上栏备注情况可不接地或不与中性线（保护线）连接
			低压架空线路中性线（保护线）的每一重复接地（其并列运行电气设备的总容量为100kV·A以上）	不应大于10	
			低压架空线路中性线（保护线）的每一重复接地（重复接地不少于3处，且并列运行电气设备总容量为100kV·A及以下）	不应大于30	
			低压接户线的绝缘子铁脚接地	一般不大于30（土壤电阻率$\rho \leqslant 200\Omega \cdot m$的地区，钢筋混凝土杆、金属杆塔，可不另作接地）	年平均雷暴日不超过30的地区，低压线路受建筑物等屏蔽的地区，以及接户线距低压干线接地点不超过50m的地方，绝缘子铁脚都可不接地
电气设备的接地	1kV以上的设备		有效接地和低电阻接地系统	一般应符合$R \leqslant 2000/I$且保护接地接至变电站接地网的站用变压器的低压应采用TN系统，低压电气装置应采用（含建筑物钢筋的）保护总等电位联结系统	有困难时，地电位升高允许提高至5000V，并应符合：①采用扁铜（或铜绞线）与二次电缆屏蔽层并联敷设。扁铜应至少在两端就近与接地网连接。当接地网为钢材时，尚应防止铜、钢连接产生腐蚀。扁铜较长时，应多点与接地网连接。二次电缆屏蔽层两端应就近与扁铜连接。扁铜的截面应满足热稳定的要求。②采取高压引外、低压引内的隔离措施。③接触电位差、跨步电位差在允许值内
			非有效接地和非低电阻接地系统	$R \leqslant 120/I$，但不应大于4	
	低压设备	中性点直接接地与非直接接地	并联运行电气设备的总容量为1000kV·A以上时	不应大于4	高土壤电阻率地区，R允许提高，但不应超过30Ω
			并联运行电气设备的总容量为1000kV·A以下时	不大于10	
	利用大地作导体的电气设备	利用大地作相线时	永久性工作接地	应符合$R \leqslant 50/I$	低压电网（1kV以下）禁止使用大地作相线或中性线
			临时性工作接地	应符合$R \leqslant 250/I$	
			线路分相带电作业时作业区段两侧临时接地（3kV及以上线路）	每侧最好不大于5，最大不超过10	

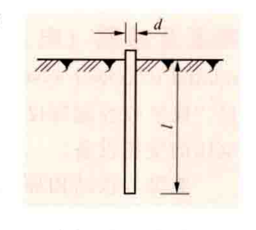
续表

类　型		接地装置使用条件	允许的工频接地电阻值（Ω）	备　注
建构筑物防雷装置的接地	一般建筑物	建筑物上的避雷针、避雷带和避雷线	不大于 20～30	
		独立装设的避雷针及避雷线		
	人员密集的公共建筑物	建筑物上的避雷针、避雷带和避雷线	不大于 10	
		独立装设的避雷针及避雷线		
	有易燃、易爆物的建筑物、构筑物	防护直击雷、感应雷的接地与电气设备保护接地连在一起	不应大于 10	
		低压线和通信线的引入线绝缘子铁脚接地、保护电缆段的阀式避雷器的接地及电缆外皮的接地连在一起	不应大于 10	
		30 雷暴日以下地区，低压线、通信线直接引入时：进户处阀式避雷器或保护间隙的接地与进户线绝缘子铁脚接地和电气设备的保护接地连在一起	不应大于 5	
		靠近建筑物第 1 根电杆绝缘子铁脚的接地	不应大于 10	
		靠近建筑物的第 2、3 根电杆绝缘子铁脚的接地	不应大于 20	
		架空和埋入地下的金属管道、电缆等距建筑物约 25m 处的接地	不应大于 10	

接地电阻计算　均匀土壤中当 $l \gg d$ 时，单根垂直接地体（见图）的工频接地电阻（Ω）为

$$R=\frac{\rho}{2\pi l}\left(\ln\frac{4l}{d}-1\right) \quad (1)$$

式中 ρ 为土壤电阻率，Ω·m；d 为接地体的直径，m；l 为接地体的长度，m。



单根垂直接地体

n 根垂直接地体并联后，总的接地电阻 R_n（Ω）并不是单根垂直接地体接地电阻 R 的 $\frac{1}{n}$，可写成

$$R_n=\frac{R}{n\eta} \quad (2)$$

式中 $\eta \leqslant 1$，称为利用系数。当相邻接地体之间的距离为接地体长度 l 的两倍时，η 值约为 0.9（2 根并联时）或 0.7（6 根并联时）。

水平接地体的工频接地电阻为

$$R=\frac{\rho}{2\pi L}\left(\ln\frac{L^2}{dh}+A\right) \quad (3)$$

式中 L 为接地体的总长度，m；h 为接地体的埋深，m；A 为形状系数，其值见表 2。

表 2　形 状 系 数

序号	1	2	3	4
水平接地体形状				
形状系数 A	−0.6	−0.18	0	0.48
序号	**5**	**6**	**7**	**8**
水平接地体形状				
形状系数 A	0.89	1	3.03	5.65

集中的人工接地体或自然接地体（见电气设备接地装置）的冲击接地电阻 R_i 可按式（4）估算

$$R_i=\alpha R \quad (4)$$

式中 R 为工频接地电阻；α 为冲击系数，其值可由经验公式求得：

对人工垂直接地体

$$\alpha=2.75\rho^{-0.4}\ (1.8+\sqrt{l})\ [0.75-\exp\ (-1.50I_i^{-0.2})] \quad (5)$$

对人工水平接地体

单端流入时

$$\alpha=1.62\rho^{-0.4}\ (5.0+\sqrt{l})\ [0.79-\exp\ (-2.3I_i^{-0.2})] \quad (6)$$

中部流入时

$$\alpha=1.16\rho^{-0.4}\ (7.1+\sqrt{l})\ [0.78-\exp\ (-2.3I_i^{-0.2})] \quad (7)$$

对杆塔自然接地体

$$\alpha=0.74\rho^{-0.4}\ (7.0+\sqrt{l})\ [1.56-\exp\ (-3.0I_i^{-0.4})] \quad (8)$$

式中 I_i 为冲击电流幅值，kA；ρ 为土壤电阻率，kΩ·m；l 为垂直接地体长度、水平带形接地体长度、水平环形接地体直径以及各种杆塔自然接地体长度，m。

水平接地网的冲击电阻可估算为

对长条形网孔的地网　　$R_i=0.65\sqrt{\rho}$，Ω　　(9)

对方形网孔的地网　　$R_i=0.2\sqrt{\rho}$，Ω　　(10)

式中 ρ 为土壤电阻率，Ω·m。

dianrong huanxiang huanliuqi

电容换相换流器 （capacitor commutated converters，CCC） 在常规换流器的交流阀侧串入电容器构成换相电路的换流器。电容器一般串接在换流器和换流变压器之间（如图1所示）。电容换相换流器可以减少换流器的无功功率消耗，且无功消耗基本不随直流输送有功功率的变化而变化，减少了换流站无功功率补偿设备和相应的投切开关；可以显著提高交直流系统运行的稳定性，增加抗扰动能力，减少换相失败的几率，对于连接弱交流系统其作用更加明显；还可以抑制换流阀的短路电流。由于电容参加换相，使阀关断时换相过电压升高。

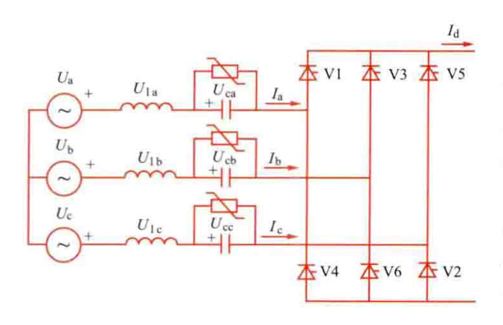


图1 电容换相换流器原理图

无功功率平衡 在常规换流器中，换流器消耗的无功功率随直流输送有功功率的变化而变化。当直流输送额定功率时，换流器无功功率的消耗为直流功率的40%～60%，这需要安装相应的无功功率补偿设备并通过不断投切无功功率补偿分组来保持换流母线的电压水平以及与交流系统的无功功率交换量，见图2(a)。无功功率补偿装置投切时，对交流系统产生扰动；当直流系统因故障停运时，大量剩余无功功率会在换流站交流母线上产生较高的暂时过电压。

采用电容换相换流器后，换流站无功补偿容量可降至小于输送有功功率的15%，并且当直流输送功率发生变化时，换流器消耗的无功功率变化缓慢，不需要安装随有功功率变化而投切的无功功率补偿装置，见图2(b)。通过适当选择串联电容的容量，可以使所需的无功功率由几组高性能、低容量的交流滤波器来补偿，如采用连续可调交流滤波器（见直流换流站连续可调交流滤波装置）。

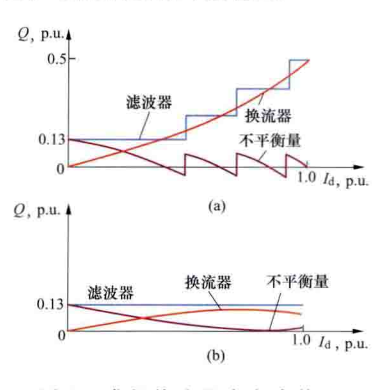


图2 常规换流器和电容换相换流器的无功消耗
(a) 常规换流器；(b) 电容换相换流器

运行稳定性 电容换相换流器可以明显改善直流输电的运行稳定性。电容器的串入直接影响了换相电压，使逆变侧的定关断角运行特性成为正斜率直线。而常规换流器的运行特性为负斜率直线，它和整流侧最小α角特性的交点不是一个稳定运行点（见直流输电系统运行特性）。而电容换相换流器不存在不稳定工作点，特别是当逆变侧为弱交流系统时，其稳定性显著优于常规换流器。

在电容换相换流器中，除了交流母线电压以外，电容器提供了一个附加的换相电压。这个电压可以帮助换相电流从一个换流阀转换到下一个换流阀，即使在交流电压有较大波动的情况下，也不会出现换相失败现象。根据计算结果，交流电压突然降低15%～20%也不会引起换相失败。它的抗扰动性能要优于常规换流器。

阀短路电流 在电容换相换流器中，当阀发生短路时，短路电流对串联的换相电容器充电，产生一个反电压，可以降低暂态短路电流。与常规换流器相比，短路电流峰值要低一半以下（见图3）。

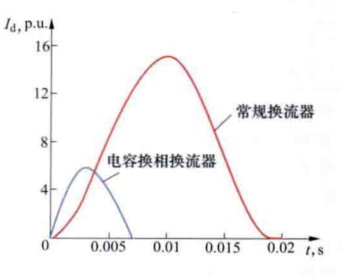


图3 换流器短路电流

阀电压和谐波 在电容换相换流器中，阀尖峰电压以及关断跃变电压比常规换流器的要高。此外，电容辅助换相使换相角减小，使交流侧谐波电流增大。减小的换相角和增加的关断跃变电压共同作用，使直流侧的谐波也有所增加。增加的谐波可以通过高性能的交、直流滤波器滤除。

第一个商业化的电容换相换流器直流输电工程是巴西—阿根廷之间的加勒比直流背靠背联网工程（1100MW，±70kV），于2000年初投入运行。2003年，美国的南达科他州（South Dakota）投运了另外一个电容换相的直流背靠背工程（200MW，±13kV）。

dianya huganqi (dianli)

电压互感器（电力） ［voltage transformer (concepts related to power system)］ 将一次侧电压转换成可供测量、保护或控制等仪器、仪表或继电保护装置使用的二次侧电压的变压设备。

类型 按结构原理的不同通常可分为电磁式电压互感器、电容式电压互感器和电子式电压互感器三大类；根据用途可以是单相或者三相、双绕组或者三绕组；绝缘介质可以采用树脂浇注、油浸或六氟化硫气体（通常是与气体绝缘金属封闭开关设备组合）等。

电磁式电压互感器 利用电磁感应原理测量高电压的互感器。通常是在共用的铁芯上绕有一次绕组和1～3个二次绕组。一般测量和保护共同利用一个二次绕组；有时为提高测量精度，也可分开接入不同的二次绕组；也有的电压互感器再另设一个附加二次绕组，在其外部接成开口三角形，供接地保护用。

电容式电压互感器 利用电容分压原理测量高电压的互感器。由电容分压器和电磁单元（电磁式电压互感器）构成，一般为单相油浸式。电容分压器是由若干只电容器串联组成的，接于高压导线与地之间，可通过载波通信电路接地或直接接地。从电容分压器适当位置引出的中压端子与电磁单元连接。电容分压器和电磁单元可分装成两个独立的部分，常称分离式；也可将电容分压器叠装在电磁单元之上，常称单柱式。分离式的结构较松散，但便于检修；单柱式的结构紧凑，检修则不便。电容式电压互感器，除具有电磁式电压互感器作用外，电容部分还可兼作耦合电容器，供高频载波通道使用。在110kV及以上的屋外配电装置中广泛采用电容式电压互感器。此外，还有由电容分压器和电子放大

器构成的电容式电压互感器，一般用作气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）的组成部分。

电子式电压互感器　应用光电技术通过光纤传送信息来测量高电压的互感器。一般由传感模块和合并单元构成，根据传感器部分是否需要电源分为有源型和无源型两种。有源电子式电压互感器主要是由分压器、电子处理电路和光纤等组成，分压器分为电容分压器、电阻分压器、阻容分压器和串联感应分压器等，以数字光信号的形式提供给相关的设备使用，可分为GIS和敞开式（AIS）两种型式，前者通常利用电容环分压器测量电压，后者通常采用阻容分压的方式实现对一次电压的测量。无源电子式电压互感器也称光学电压互感器，是一种利用电光效应间接获取电压值的互感器。采用的光学介质一般是BGO（锗酸铋 $Bi_4Ge_3O_{12}$）晶体，BGO是一种透过率高、无自然双折射和自然旋光性、不存在热电效应的电光晶体。根据电光晶体中通光方向与外加电场（电压）方向的不同，光学电压互感器可分为横向调制光学电压互感器和纵向调制光学电压互感器。

工作原理　电磁式电压互感器的工作原理与作降压用的电力变压器类似，由于仅是借助电磁感应作用传递电压信息，因此在正常工作时其容量很小。电磁式电压互感器的测量误差，包括电压误差和相位差，不仅与励磁电流有关，而且也与一次电压的变动状况和负荷大小有关。电压误差是由于实际电压比与额定电压比不同产生的，其值为

$$\Delta U(\%)=[K_n(U_2-U_1)/U_1]\times 100(\%)$$

式中 K_n 为额定电压变比；U_1 和 U_2 为一次和二次电压实测值。相位差 δ 是实际的一次电压相量与转过180°的二次电压相量间的夹角。

电容式电压互感器的电容分压器的中压端子与电磁单元一次绕组相连，使其二次绕组的输出电压与施加到电容分压器上的一次电压成正比，相位差接近于零。电容式电压互感器的误差取决于内部阻抗的电压降，并随电源频率和环境温度的变动而变化。

有源电子式电压互感器的工作原理与电容式电压互感器类似，通过分压器获得与一次电压成正比的二次电压信号，经信号预处理、A/D变换及LED转换成光信号输出；无源电子式电压互感器的工作原理是利用普克尔电光效应：在外加电压作用下，线偏振光经电光晶体后发生双折射，双折射两光束的相位差与外加电压成正比，利用检偏器将相位差的变化转换为输出光强的变化，经光电变换及相应的信号处理便可求得被测电压。

参数及特性　电压互感器的参数及特性主要有额定值、准确级、暂态特性等。

额定值　额定一次电压和额定二次电压值是电压互感器的基准值。额定一次电压为标准中规定的系统标称电压，额定二次电压是按互感器使用场合的实际情况来选择的。供三相系统线间连接的单相互感器，其二次额定电压标准值为100V。对于电子式的互感器，其额定二次电压标准值还可为1.625、2、3.25、4、6.5V等。电磁式和电容式电压互感器的额定输出值通常为10～500V·A，电子式电压互感器的额定输出值通常为0.001～30V·A。

准确级　在规定的使用条件下，其电压误差和相位差不超过规定等级的限值。测量用电压互感器的准确级有0.1、0.2、0.5、1、3级，保护用电压互感器的准确级有3P、6P级。

暂态特性　超高压电力系统中装设有高速动作的继电保护装置，当系统发生短路故障时，要求二次电压立即衰减。但因电容式电压互感器具有电容和电感等储能元件，在其一次侧发生对地短路时，回路中可能产生低频衰减振荡。通常规定在一次接线端子与接地之间的电源短路后，要求二次输出电压在额定频率的一个周期内衰减到短路前电压峰值的10%。

运行使用要求　主要有：①电压互感器有供中性点有效接地系统使用和供中性点非有效接地系统使用之分，两者在铁芯设计上有很大差异，要针对系统条件选用。②在中性点非有效接地系统中，当中性点接地的电磁式电压互感器接于空母线时，母线对地电容与电压互感器的非线性电感有可能发生并联谐振过电压。通常是在电压互感器的附加绕组回路接入阻尼电阻予以防止，也可用调整母线对地电容与电压互感器非线性电感的配合条件的办法来消除。③在中性点有效接地系统中，当使用带断口均压电容器的断路器开断空载线路时，断路器的断口均压电容、母线对地电容和电磁式电压互感器的非线性电感有可能发生串联谐振。通常要通过改变系统操作方式、适当选择电压互感器的励磁特性、在中性点接地的电压互感器二次绕组或附加绕组内加阻尼电阻等办法予以抑制。④二次绕组和附加绕组的一端要接地，防止二次侧出现高电位危及设备和人身安全。

现状与发展　在超高压电力系统中多采用电容式电压互感器。电磁式电压互感器主要用于220kV及以下的电力系统中。六氟化硫气体绝缘式电压互感器和将电压互感器与电流互感器装在同一外壳内的组合式互感器，正在研究发展中。近年来，电子式电压互感器因其具有频率响应宽、动态范围大、没有铁磁谐振、绝缘简单等优点得到了较快发展，其中有源电子式电压互感器在部分工程中得到了应用，图为500kV电压互感器；无源电子式电压互感器在中国仍处于研发试制阶段，在其他国家已有应用实例。



500kV 电压互感器（陈海焱　提供）

dianyayuanxing zhiliu shudian

电压源型直流输电　(VSC-HVDC transmission)

基于可关断器件和电压源型换流器（voltage source converter，VSC）的高压直流输电技术。其换流器自换向，能够独立调节换流站交流侧的有功功率和无功功率，具有优越的可控性和灵活性，是新一代的直流输电技术。

起源与发展 20 世纪 70 年代以来，基于晶闸管换流阀的直流输电技术得到了广泛应用。由于晶闸管换流阀只能控制阀的开通，而不能控制阀的关断，换流阀的关断必须借助于交流母线电压的过零使阀电流减小至阀的维持电流以下才能使阀自然关断。因此，由晶闸管换流阀构成的高压直流输电换流器也称为电网换相换流器（line commuted converter，LCC）。高压直流输电存在不能向小容量和无源系统供电、换流器需要吸收大量无功功率、产生大量谐波等问题，使直流输电技术的应用领域受到一定的限制。

进入 20 世纪 90 年代，可关断开关器件的发展，特别是 IGBT（绝缘栅双极型晶体管）的广泛应用，使采用可关断器件的电压源换流器性能得到改善，并在工业上得到广泛应用，后被引入到直流输电领域。1997 年，首个使用电压源换流技术的直流输电工程——瑞典霍尔斯扬实验性工程（见瑞典霍尔斯扬电压源型直流输电工程）投入运行，见图 1。



图 1　世界上第一个轻型直流输电工程——瑞典霍尔斯扬实验性工程（赵畹君　提供）

1—交流滤波器；2—换流电抗器；3—换流阀和直流设备；4—控制设备；5—冷却系统

对于这种新型的直流输电技术，国际权威电力学术组织将其命名为基于电压源型换流器的高压直流输电技术（VSC-HVDC），ABB 公司将其注册为轻型直流输电（HVDC-Light），西门子公司将其注册为新型直流输电（HVDCplus），中国将其命名为电压源型直流输电（也称柔性直流输电）。

结构与运行原理 与基于电网换相技术的电流源换流器型直流输电不同，电压源型直流输电以可控关断器件和脉宽调制（PWM）技术为基础，自换相工作，输出波形正弦度高，有功无功独立控制。

换流站构成和主要设备　图 2 给出了电压源型直流输电换流站构成图。按照换流器的拓扑结构和工程的需要，图中一些设备可省略或可不同：换流器侧高频滤波器在一些 VSC 的设计中，相电抗器可以实现其部分功能。另外，在一些 VSC 的设计中，部分或所有的相电抗器可成为 VSC 单元的三个相单元，即阀电抗器；VSC 直流电容器在一些 VSC 设计中，可部分或全部分布于 VSC 单元的三相中，被称为直流子模块电容器；中性点接地支路的位置根据 VSC 单元的设计不同而不同；共模抑制电抗器对于背靠背系统通常不需要。

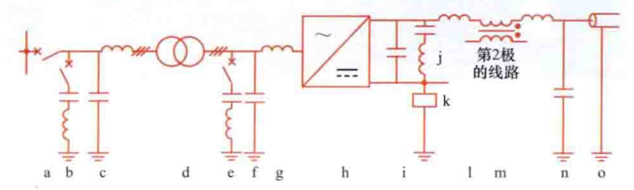


图 2　电压源型直流输电换流站构成

a—断路器；b—线路侧谐波滤波器；c—线路侧高频滤波器；d—联接变压器；e—换流器侧谐波滤波器；f＋g—换流器侧高频滤波器；g—相电抗器；h—VSC 单元；i—VSC 直流电容器；j—直流谐波滤波器；k—中性点接地支路；l—直流电抗器；m—共模抑制电抗器；n—直流侧高频滤波器；o—直流电缆或架空输电线路

运行原理　图 3 给出的点对点电压源型直流输电系统示意图，在直流侧通过直流输电线路连接的两个换流器，换流器在交流侧连接到两个不同的交流网络。在图 3 中，直流线路上电流和功率从 VSC1（发送或整流端）流向 VSC2（接收或逆变端）。

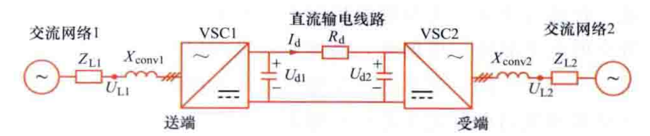


图 3　电压源型直流输电系统示意图

假设相电抗器无损耗且忽略谐波分量，换流器和交流电网之间传输的有功功率 P 及无功功率 Q 分别为

$$P=\frac{U_S U_C}{X_1}\sin\delta$$

$$Q=\frac{U_S(U_S-U_C\cos\delta)}{X_1}$$

式中 U_C 为换流器输出电压的基波分量；U_S 为交流母线电压基波分量；δ 为 U_C 和 U_S 之间的相角差；X_1 为换流电抗器的电抗。可以看出，有功功率的传输主要取决于 δ，无功功率的传输主要取决于 U_C 大小。通过对 δ 的控制可以控制直流电流的方向及输送有功功率的大小，通过控制 U_C 可以控制 VSC 发出或吸收的无功功率及其大小。因此，电压源型直流输电换流站能够实现有功功率和无功功率的独立控制，具备四象限运行能力。

技术特点 电压源型直流输电的特点：①换流站能够工作在无源逆变方式，无需电网换相，受端系统可以是无源网络，能够为孤立负荷送电，能够实现电网黑启动。②VSC可同时独立地控制有功功率和无功功率，能够快速向交流系统输出或吸收无功功率，有利于系统故障后的快速恢复，提高系统稳定性。③电压源型直流输电系统通过改变直流电流方向反转潮流，直流电压极性不变，有利于构成并联的多端直流输电系统（条题），潮流控制灵活。④结合多电平拓扑结构和调制技术，VSC 输出波形正弦度好，电压应力小，谐波含量低。采用多电平结构的换流器，无需装设滤波器。换流站电磁干扰和噪声水平低。⑤电压源型直流输电运行无需站间通信。⑥电压源型直流输电换流站无需大量的无功补偿和滤波器设备，显著减少占地面积。⑦较常规高压直流输电而言，电压源型直流换流站损耗略高，并且不能通过闭锁换流器清除直流侧故障。

工程应用 电压源型直流输电主要应用于风电接入、电网互联、海上平台供电、提高电网可靠性等场合。

截至 2012 年 12 月，世界已投运工程 15 个，最大规模为±200kV/400MW。近年来，世界范围内柔性直流输电技术得到了广泛的应用，主要用于风电并网和电网互联，正在

建设并计划在2015年前投产的工程有16项，最大容量为2×1000MW，最高电压等级为500kV。

中国2011年3月在中海油文昌作业区投产了4MW/±10kV的柔性直流输电工程，用于海上钻井平台供电；7月在上海南汇投运了18MW/±30kV的柔性直流输电工程，用于风电并网。

发展趋势 随着电力电子技术发展、清洁能源并网需求、环境以及电力系统应用的需要，电压源型直流输电的发展趋势：①电压等级和容量不断提高。2015年投产的电压源型直流输电工程，其电压等级已达500kV，输送容量达到2000MW。②换流器拓扑结构多样化。换流器拓扑结构已由原来的两电平和三电平向多电平发展，多电平构成功率单元有半桥和全桥等形式。③系统构成多元化。工业界正在研究送端采用LCC和受端采用VSC的混合式输电结构。④向多端和网络化发展。由于应用的需要和系统性能的优越性，正在建设多端电压源型直流输电系统，并逐步构成直流网络。⑤向城市供配电网络发展。采用电压源型直流构成的城市供配电网络，能够用于解决传统交流配电网存在的供电能力不足、故障容易传播和电能质量等问题。

参考书目

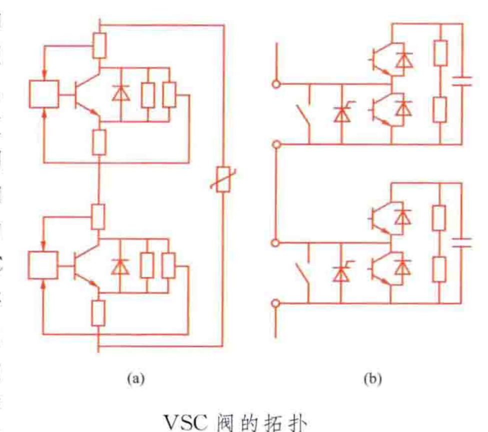
汤广福．基于电压源换流器的高压直流输电技术．北京：中国电力出版社，2010.

徐政．柔性直流输电系统．北京：机械工业出版社，2013.

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliufa

电压源型直流输电换流阀 (VSC-HVDC valve)

电压源型直流输电系统中实现交、直流变换的三相桥式换流器的桥臂，是完成交流—直流或直流—交流转换功能的基本设备单元。在电压源型直流输电工程中，换流阀协同控制保护系统实现整流和逆变功能。电压源型直流输电换流阀多为基于绝缘栅双极型晶体管（IGBT）的电压源型换流器（VSC）阀。如图所示，根据拓扑的不同，VSC阀可分为开关型VSC阀和可控电压源型VSC阀两类。与电网换相直流输电所采用的晶闸管阀相比，VSC阀的优点是：①VSC阀的电流能够自关断，可以工作在无源逆变方式，不需要外加的换相电压，受端系统可以是无源网络；②VSC阀可以同时独立地控制有功功率和无功功率，控制更加灵活方便；③VSC阀可以导通双向电流，潮流反转时电压极性不变，有利于形成多端直流系统；④VSC阀不仅不需要交流侧提供无功功率而且能够起到STATCOM作用，可提高交流系统电压稳定性等。

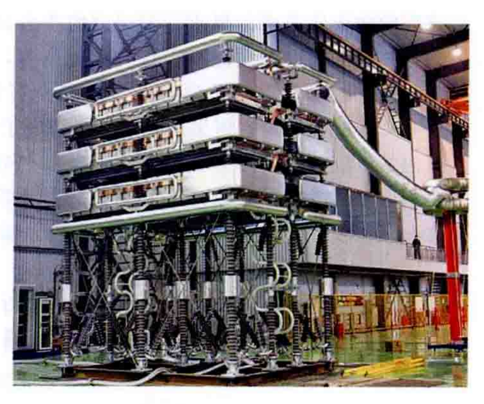


VSC阀的拓扑

(a) 开关型VSC阀；(b) 可控电压源型VSC阀

IGBT是组成VSC阀的关键元件。换流阀可使用压接式IGBT，也可使用焊接式IGBT。采用压接式IGBT的VSC阀，器件和双面散热器紧固在一起，散热器既作散热又作电极之用。而采用焊接式IGBT模块的VSC阀，器件只能单面散热，对冷却系统要求很高。VSC阀的主要设计包括结构设计、电气设计及防火设计等。

VSC阀结构设计 电压源型直流输电工程采用的VSC阀大多是户内式、空气绝缘、纯水或水和乙二醇混合冷却的结构。如图所示，每个VSC阀由多个串联的阀组件组成，每个阀组件中又包括多个串联的阀级。每一阀级都装有电子电路，负责IGBT的触发、保护及监测。开关型VSC阀内还有阻尼、均压电路等辅助电路，以及冷却管路等。可控电压源型VSC阀内还有直流储能电容器、保护晶闸管和旁路开关等。换流阀有悬吊式（悬吊在阀厅顶部的钢梁上）和支撑式（安装在阀厅内的防震基座上）两种型式。



±320kV/1000MW电压源型直流输电换流阀（刘杰 提供）

VSC阀电气设计 VSC阀电气设计主要包括电压、电流、阻尼均压电路、触发系统、监视和保护系统设计等。除此之外，还包括快速旁路电路设计。

VSC阀电压设计 VSC阀通过一定数量阀级的串联达到规定的电压承受能力。此外，每个阀中还必须按规定增加一些阀级，作为两次计划检修之间损坏元件的备用，称为冗余阀级。为确保阀能承受各种过电压，在进行阀的耐压设计时应考虑足够的绝缘强度。

VSC阀电流设计 VSC阀除了能承受额定负载电流及过负荷电流外，还必须承受由于故障引起的暂态过电流。在计算阀过电流时，应考虑最严重的故障类型，如直流母线短路故障等。IGBT制造水平使得单个IGBT已具有足够的电流耐受能力，但仍不排除采用IGBT并联的应用方式。

VSC阀阻尼均压电路 包括阻尼电路和直流均压电阻，有些设计中还具有组件均压电容。其作用是在各种波形的电压下使阀内电压分布均匀，在各种暂态过程中阻尼振荡，以保护IGBT。

VSC阀触发系统 从换流器控制装置的触发信号输出端到相应的IGBT门极之间实现触发信号的传输、分送、变换和触发脉冲形成的整套系统。触发系统的主要功能是将地电位的触发信号转换成n个（n为换流阀中的阀级数）信号，分别传送到处于高电位的IGBT门极电路，并为IGBT提供可靠的过电流检测、软关断和有源钳位功能等。

VSC阀监视和保护系统 为保证VSC阀的安全运行，特别是避免运行中IGBT元件损坏，提高运行可靠性而采取的一系列措施。VSC阀监视系统的功能主要有：IGBT故障监视、触发回路（包括光纤系统和电源）故障监视以及保护

闭锁动作监视等。所有的监视信号通过光纤传至处于地电位的监视和控制系统。VSC阀的保护功能有过电流保护、di/dt保护和过电压保护等。

VSC阀快速旁路电路设计　旁路电路用于快速隔离可控电压源型VSC阀的故障阀级，使其退出运行，以保证整个系统可持续运行。

VSC阀防火设计　VSC阀在设计、制造、安装上应能消除任何原因导致的火灾，及火灾在阀内蔓延的可能性。对于换流阀的防火应考虑的要求：①阀内的非金属材料必须是阻燃的，并具有自熄灭性能；②直流储能电容，应尽量避免采用充油元件；③阀内电子设备应使用安全可靠的阻燃元件，并具有充分的热容量，可采用阻燃材料将电子设备完全隔离；④阀内的电气连接应可靠，并具有充分的热容量，避免产生过热和电弧；⑤冷却系统应安全可靠，避免因漏水、冷却水中含杂质以及冷却系统腐蚀等原因导致的电弧和火灾。

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliufa faji kongzhiqi

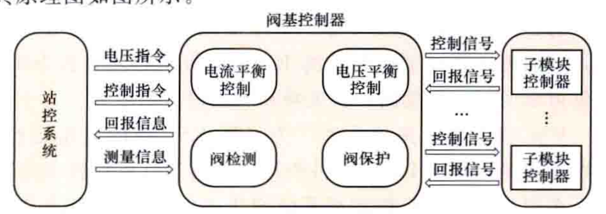
电压源型直流输电换流阀阀基控制器

(valve base controller of VSC-HVDC)　电压源型直流输电工程中位于地电位、用于连接站控系统和换流阀的中间设备，汇集了阀触发保护系统内各种信号和子模块运行状态。一方面，阀基控制器接收站控系统下发的阀控制指令，并将该指令转化为换流阀能够执行的控制代码，发送至位于换流阀上的高电位控制单元；另一方面，上报的各种运行状态信息，实时监视和保护换流阀。为保证高电位与地电位之间的绝缘，阀基控制器与高电位控制设备之间通过光纤来传输信息。

根据电压源型直流输电换流器拓扑结构的不同，电压源型直流输电换流阀阀基控制器可分为开关型电压源型换流阀阀基控制器和可控电压源型换流阀阀基控制器。

开关型电压源型换流阀阀基控制器　在采用绝缘栅双极型晶体管（IGBT）串联换流阀的电压源型直流输电系统中，实现每个桥臂上的IGBT同时开通或关断的控制设备。因此，该类阀基控制器接收控制保护系统下发的各个桥臂的开通或关断命令，并将这些命令转发至各个桥臂上的高电位控制设备，从而实现各个桥臂上IGBT的开通、关断控制；同时，接收高电位控制设备返回的换流阀各个IGBT的运行状态，控制同一桥臂上所有IGBT的电压使之不会出现显著差异；在发现换流阀出现异常时，还将采取保护措施，保证换流阀及输电系统的安全。

可控电压源型换流阀阀基控制器　在采用模块化多电平（MMC）换流阀的电压源型直流输电系统中，通过控制子模块中IGBT的开通、关断，可以控制电容器的投入和退出，从而控制该子模块的输出电压的控制设备。其功能主要包括电压平衡控制、电流平衡控制、换流阀监视、换流阀保护。其原理图如图所示。



可控电压源型换流阀阀基控制器原理图

电压平衡控制　站控系统根据电压源型直流输电系统需求确定各个桥臂应输出的电压，并将该指令下发至阀基控制器。阀基控制器则根据站控系统的电压指令，确定各个桥臂中应投入或退出的子模块数目；为保证每个子模块的电压不致出现过大偏差，阀基控制器还应根据各个子模块的当前电压来合理选择每一次投入或退出的子模块，避免子模块长时间充电或放电；同时将子模块投入、退出指令通过光纤发送至各个子模块上的高电位控制设备，使换流阀实际输出电压实时跟随电压指令。控制过程需要交换大量数据，一般要求控制器具备微秒级的响应能力。

电流平衡控制　为抑制上下桥臂之间和各相之间的谐波环流，通常需在阀基控制器中加入电流平衡控制算法，保证六个换流桥臂、各相单元，以及同相上下桥臂的电容电压平衡，降低换流阀的损耗及期间承受的不良应力，保证系统的安全稳定运行。

换流阀监视　实时检测换流阀的运行情况，如旁路拒动、子模块旁路数过多等，应以事件形式通过后台进行显示、存储、打印等。

换流阀保护　根据换流阀回报状态进行故障判断，并根据故障等级进行相应的处理，不发生误动作；一旦发现异常，将采取通道切换、闭锁停运及其他合理措施，保证主设备不受损害。

参考书目

汤广福．基于电压源换流器的高压直流输电技术．北京：中国电力出版社，2010.

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliufa guzhang

电压源型直流输电换流阀故障

(VSC-HVDC valve faults)　电压源型直流输电换流阀及其相关辅助部件的非正常运行状态和过程。电压源型直流输电换流阀阀体本身故障（如电压源型直流输电换流阀阀体绝缘损坏、机械失效）或者元件失效都会引起换流阀故障。电压源型直流输电换流阀故障将导致输电功率的下降，甚至直流系统的停运，更为严重的将导致换流阀的毁坏。根据电压源型直流输电换流阀拓扑结构的不同，可以分为开关型换流阀和可控电压源型换流阀。典型的换流阀故障有桥臂短路、误开通、不开通和子模块故障等。

桥臂短路　分为开关型换流阀桥臂短路、可控电压源型换流阀桥臂短路两类。

开关型换流阀桥臂短路　由于阀臂闪络或者控制系统误发脉冲所导致的桥臂直通故障。原因有：①单相电路的击穿或者外部闪络会立即导致短路失效故障。②如果导通的桥臂不能关断，而相反桥臂的阀开始开通，或者当处于关断状态的桥臂误导通同时相反桥臂正处于导通状态，上下桥臂的同时导通会导致短路故障。误发脉冲导致的全相短路模式，直流电容器的正负极将通过故障相单元形成短路。由于直流电容器和相单元组成的环路中杂散电感很小，所以由电容器提供的短路电流上升很快。当电容器的电压降至零时，此时交流系统为三相短路故障，而非故障相的阀同样要承受该三相短路电流，但一般来说，故障一旦发生，绝缘栅双极型晶体管（IGBT）的驱动电路过流保护就会在微秒级时间范围内闭锁IGBT，对其进行保护，不会使故障进一步发展。

可控电压源型换流阀桥臂短路　可控电压源型换流阀如果发生整个桥臂短路故障，由于桥臂电抗和同相单元健全桥臂部分子模块的投入，会对故障电流的上升起到一定抑制作用，因此其故障后果与开关型相比较轻。

误开通故障　由于误触发、受干扰或电压上升率过大等原因，IGBT在不应导通的时刻而开通的故障。误开通将造成桥臂直通，即直流电容器通过与之相连的两个桥臂直接放电，故障电流快速上升。

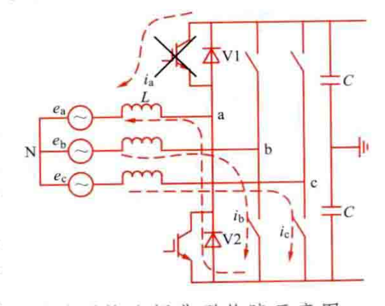
不开通故障　由于IGBT门极控制回路故障或由于触发脉冲丢失、IGBT失效而造成IGBT在应导通时未能导通的故障。开路失效可分为开关型换流阀不开通故障和模块化多电平型换流阀不开通故障。

开关型换流阀不开通故障　发生不开通故障是一种非常严重的故障。当一个IGBT或含有续流二极管（FWD）的电压源换流器层发生不开通故障时，相单元的总电压将会加在不开通故障IGBT或FWD的两端。由于总电压远大于IGBT或FWD的额定电压，从而导致过压失效。为了保证其可靠性，当发生不开通故障时，故障换流阀层应及时短路，以实现系统的可靠运行。这要求换流阀应有一定的冗余层。

试验时须检验IGBT/FWD元件保护功能能否在不开通故障时及时动作，开关型换流阀必须能够耐受暂态过程中出现的电压，保证不会发生击穿或造成连锁故障。

如果某一开关型换流阀的IGBT阀层单元或者导通中的IGBT被加以关断信号，会导致IGBT阀发生开路故障。如果相单元桥臂的门极信号失效或者收到关断信号，故障相单元电流则会换流到相反桥臂的FWD。在开关型换流阀误关断过程中，由于续流通路仍然存在，故障桥臂不会出现过电压。

需注意的是，在开关型换流阀的不开通故障中，故障相只能通过FWD导通（如图所示），这将导致在某个交流电流方向上只能由正常工作桥臂的FWD导通，进而造成该桥臂过负荷。因此，开关型换流阀在整个阀发生开路故障时，需要提供快速的监测与保护。



开关型换流阀典型故障示意图

模块化多电平型换流阀不开通故障　在模块化多电平型换流阀中，子模块中不同IGBT的开路故障对系统的影响不同。例如，在半桥拓扑的子模块中，如果上IGBT发生误关断，从子模块中流出的电流流经下FWD，则子模块从投入状态转换为切出状态，对换流阀的运行影响较小；若下IGBT发生误关断，流入子模块的电流流经上FWD，并对子模块的储能电容器进行充电，电容器将出现过电压，从而造成该子模块的旁路开关动作。

子模块故障　子模块故障包括IGBT驱动、晶闸管驱动、储能电容器过电压、旁路开关拒动作等故障。

参考书目

汤广福．基于电压源换流器的高压直流输电技术．北京：中国电力出版社，2010.

王兆安，刘进军．电力电子技术．北京：机械工业出版社，2010.

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliufa lengque xitong

电压源型直流输电换流阀冷却系统　（cooling system for VSC-HVDC converter valve）　见直流换流阀冷却系统。

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliufa shiyan

电压源型直流输电换流阀试验　（tests of VSC-HVDC valves）　为保证电压源型直流输电换流阀的技术性能和质量要求，制造厂根据设计要求和相关标准对电压源型直流输电换流阀进行的试验。试验包括型式试验和产品试验，主要参照IEC 62501—2009 *Voltage Sourced Converter (VSC) valves for high-voltage direct current (HVDC) power transmission electrical testing* 执行。

型式试验　主要包括运行性能试验和绝缘试验。采用不同拓扑及不同设计方案的电压源型直流输电换流阀都应按标准进行型式试验。由于不同工程中换流阀的额定电压、电流不尽相同，采用的拓扑及换流阀的设计方案也不同，所以在不同的工程中对电压源型直流输电换流阀进行型式试验显得格外重要。若无特殊说明，阀或阀段都应进行完整的型式试验。在对阀段进行试验时，被试阀级数应不少于一个单阀阀级数的20%。阀端间交直流电压试验应在运行试验之后进行，其他可按任意次序进行。

运行性能试验　在系统正常运行条件和过负荷运行条件以及非正常运行条件和故障暂态运行条件下验证阀的运行性能。对阀段试验时，每次试验的阀级数不得少于5个。试验电源电压应足够大，能检验阀的过电压触发保护功能。运行试验可在半桥谐振试验回路或者可关断器件阀试验回路中完成。

试验中除对绝缘栅双极型晶体管（IGBT）温度有特殊要求外，其他器件及冷却介质温度均按电网换相直流换流阀试验的选取规则执行。

阀运行性能试验包括最大持续运行负荷试验、最大暂态过负荷运行试验、最小直流电压试验、IGBT过电流关断试验、短路电流试验和阀抗干扰试验。

绝缘试验　包括阀支架电介质试验、多重阀单元（MVU）电介质试验和阀端间的电介质试验。（见直流换流阀试验）但阀端间的电介质试验不进行雷电冲击、陡波冲击耐压试验和非周期触发试验。

如无特殊说明，冲击试验中，阀基控制电子设备应带电。

产品试验　包括例行试验和抽样试验。主要目的是验证阀中所有部件和子设备已按照设计正确的安装；阀设备预期的功能和预定的参数都处在规定的验收范围内；阀段和IGBT有足够的电压和电流耐受能力；获得产品的相容性和一致性。

例行试验　可参见直流换流阀试验中例行试验要求。对于电压源型直流输电换流阀，应增加IGBT开通、关断试验。

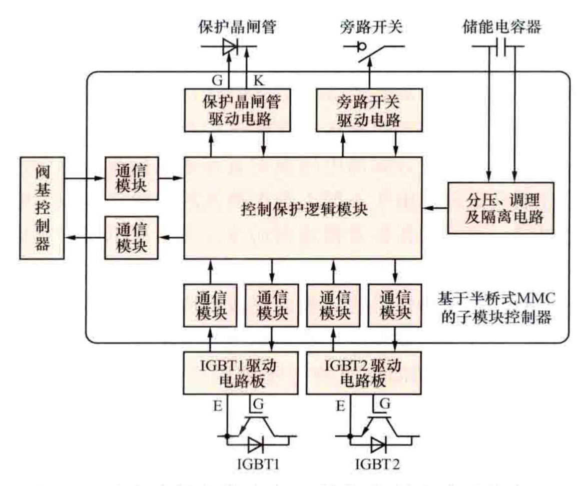
抽样试验　从一批阀、阀段或元件中随机抽出少数试品进行试验。抽样试验的必要性、项目和抽样率需根据实际情况确定。抽样试验应包括电容器耐压检测、控制保护功能检测和IGBT开通、关断试验等项目。

此外，对液体冷却阀的塑料或橡胶管道，应进行适当的老化试验。通过试验应能预计温度、弯曲或变形所产生的应力和电场的影响，以及上述因素的综合影响。

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliufa zimokuai kongzhiqi

电压源型直流输电换流阀子模块控制器 (sub-module controller of VSC-HVDC valve) 安装在子模块内部，用于对子模块进行本地控制、保护和测量的装置。与传统直流或者开关型换流阀门极单元相比，由于可控电压源型直流输电换流阀子模块中包含更多的可控元件，实现对其储能电容器的电压控制，因此其控制器具有更为复杂的功能和更高的智能化程度。

基于半桥式模块化多电平换流器（MMC）拓扑结构的换流阀子模块控制器的功能框图如图所示。



电压源型直流输电换流阀子模块控制器的功能框图

子模块控制器具备的主要功能包括子模块运行模式控制、绝缘栅双极型晶体管（IGBT）触发控制、保护晶闸管触发控制、旁路开关触发控制、储能电容器电压测量、状态监测和故障保护、与阀基控制器（见电压源型直流输电换流阀阀基控制器）的通信。

子模块运行模式控制　子模块具有系统起动、正常运行和系统停运等多种工作模式。子模块控制器的控制逻辑保证子模块在各种运行模式下可靠工作，并根据系统工作状态进行运行模式的可靠切换，从而保证电压源型直流输电系统从起动到停运的各个阶段平稳运行而不发生误动作。

IGBT触发控制　子模块控制器接收控制命令，将其转换为对模块中两个IGBT的触发信号，并增加互锁、死区和最小脉宽控制的功能，通过IGBT门极驱动电路实现对其开关控制，进而完成子模块在换流阀桥臂中的正确投入和切出。

保护晶闸管触发控制　子模块控制器接收控制命令，在适当的时刻生成子模块保护晶闸管触发脉冲信号，通过对下管IGBT的反并联二极管进行分流协助完成子模块过流保护功能。

旁路开关触发控制　子模块控制器依据接收的控制命令以及自身状态监测的情况，在子模块发生严重或永久性故障时，及时生成旁路开关触发脉冲信号，通过旁路开关的闭合将故障子模块从换流阀桥臂中旁路，并不影响桥臂上其余子模块和整个换流器的正常运行。

储能电容器电压测量　子模块储能电容器的电压是电容电压平衡控制的直接控制对象，子模块控制器对储能电容器电压进行实时采样和测量，经过可靠的滤波处理后，及时反馈至阀基控制器，保证电容电压平衡控制的正确运行。

状态监测和故障保护　子模块控制器对子模块运行过程中各组件的工作状态进行实时监控，如果发现异常情况及时执行保护措施，必要时可将子模块旁路，并将故障和保护信息上传至阀基控制器。子模块的故障保护包括IGBT过流保护、通信故障保护以及旁路开关拒动故障保护等。

与阀基控制器的通信　子模块控制器与阀基控制器之间采用光纤通信，实现低电位的阀基控制器与高电位的子模块控制器的电气隔离。子模块控制器具有收发双向的数据通信信道，用来接收阀基控制器下发的子模块运行控制命令，并上传子模块运行状态、故障信息和子模块储能电容器电压等。通信采用高速异步串行通信方式，实时通信，准确可靠。

子模块控制器的主控制元件采用高电位应用条件下可靠性高的逻辑处理芯片来实现。子模块控制器与阀基控制器以及与IGBT门极驱动电路之间通过光纤连接，以实现不同电位之间较高的绝缘。

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliuqi tuopu

电压源型直流输电换流器拓扑 (converter topology of VSC-HVDC) 在电压源型直流输电中用以实现交流-直流和直流-交流相互变换的电气结构。电压源型直流输电用换流器由一定数量的阀级串联构成，各阀级的开断状态分别按一定规律变化，以实现交直流相互变换。换流站换流设备可以由单个换流器组成，也可以由两个换流器串/并联组成。

电压源型直流输电工程中使用的拓扑基本分为开关型和可控电压源型两种。开关型拓扑功能上类似一个可控的开关，只有两种工作状态：开通和关断。基于这种拓扑的换流器，直流电容器与电压源换流器阀（VSC阀）是完全分离的独立设备。可控电压源型拓扑功能上类似一个可控电压源，可输出正电平、负电平或零电平等多种工作状态。直流电容器与VSC阀构成一个不可分割的整体。

开关型换流器拓扑　这种类型的拓扑与电网换相换流器类似，由大量同时开关的绝缘栅双极型晶体管（IGBT）器件串联构成。这种类型的拓扑通常用在输出电平相对较少的换流器中。为了补偿低输出电平数造成的影响，这样的换流器通常使用脉宽调制技术（PWM）以获得更加接近正弦波的输出电压波形。这种类型换流器常见的类型有两电平换流器、二极管钳位多电平换流器和多电平飞跨电容换流器。

两电平换流器　电路结构简单，电容器少，控制系统较容易实现。但大量直接串联的IGBT器件需配置均压电路且触发脉冲必须精确同步，否则将容易造成器件损坏。另外由于输出电压谐波含量相对较高，会造成电抗器等一次设备发热、震动较大，对其设计、制造、运行都带来一定困难。两电平换流器单相结构示意图如图1所示。

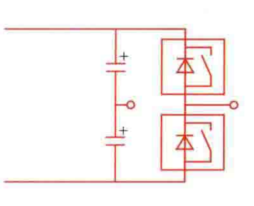


图1　两电平换流器单相结构示意图

二极管钳位多电平换流器　在这种换流器中，直流电容器会被再细分成不连续串联形

式，每个相单元采用 2 个以上的 IGBT 阀和二极管阀来连接直流电容器和相单元的各节点。如图 2 所示最简单的三电平二极管钳位换流器中，每相单元由 4 个独立的 VSC 阀串联而成，直流电容器被分成两个串联的单元，一个相单元可输出三个电平。随着输出电平数量的增加，电路的复杂程度急剧增加。

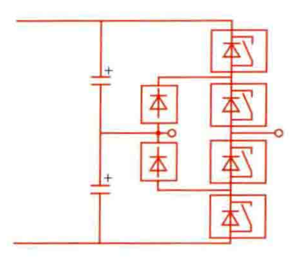


图 2　三电平二极管钳位换流器

不仅二极管阀的数量，其额定电压都也随输出电平数的增加而迅速增加。

多电平飞跨电容换流器　这种电路结构通过不同的方法得到与二极管钳位多电平换流器相同的结果。它不采用二极管阀钳位输出电压，而是采用与直流侧端子隔离的直流电容器，从而形成"悬浮的"或"飞跨的"形式。这种电路有时也被称作 Foch-Meynard 电路。如图 3 所示的三电平飞跨电容换流器中，包含一个飞跨电容器。与二极管钳位多电平换流器一样，该拓扑也是通过牺牲电路复杂度来获得更多输出电平数，但是相应的电路复杂程度也急剧增加。

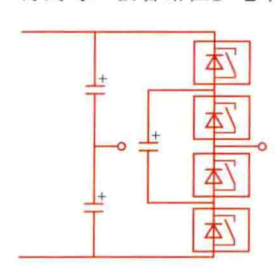


图 3　三电平飞跨电容换流器

可控电压源型换流器拓扑　这种结构的换流器每个桥臂均由相同数量的阀级级联而成，可方便地实现电压及功率等级的提升。运行过程中保证每相上下桥臂任一时刻所有呈导通状态的阀级总数不变，即可维持换流器直流侧的电压恒定；通过改变上桥臂或下桥臂呈导通状态的阀级个数，即可得到期望的输出电压。当阀级数量足够大时，即便不使用脉宽调制技术，换流器输出电压也为一个非常近似的正弦波。如图 4 所示给出一种可控电压源型换流器拓扑结构。

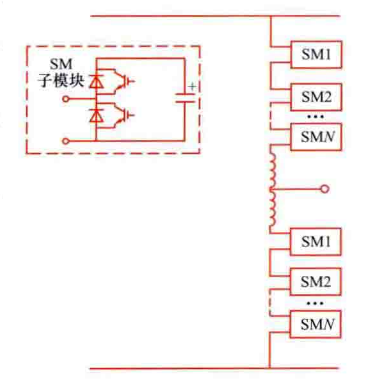


图 4　一种可控电压源型换流器

相对两电平拓扑而言，可控电压源型拓扑输出电压谐波含量低，故障穿越能力强；但由于开关器件数量众多，对换流器控制系统的实时性要求较高，且需要考虑电容电压平衡控制问题。

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliuqi yunxing texing

电压源型直流输电换流器运行特性　(operating characteristics of VSC-HVDC converter)　电压源型直流输电换流器进行交直流变换时各运行变量之间关系的描述，可用数学公式或关系曲线表示。电压源型直流输电换流器的运行变量包括交流母线电压、换流器交流输出电压、交流电流、有功功率、无功功率、直流电压、直流电流等。表征各运行变量间关系的运行特性可分为伏安特性、谐波特性和功率特性三类。

伏安特性　主要分交流侧伏安特性和直流侧伏安特性。

交流侧伏安特性　电压源型直流输电换流器交流侧电压 $\underline{U}_C$、电流 $\underline{I}_C$ 关系的数学模型。电压源型直流输电换流器输出的交流基波线电压可表示为

$$\underline{U}_C = \frac{\mu M}{\sqrt{2}} U_d \angle \delta \tag{1}$$

式中 U_d 为换流器直流侧电压；μ 为直流电压利用率；M 为调制比（$0 \leqslant M \leqslant 1$），即调制波形峰值与载波幅值的比值；$\delta$ 为 $\underline{U}_C$ 相对于交流母线电压 $\underline{U}_S$ 的相移角度。

由式（1）可知，$\underline{U}_C$ 幅值受 U_d 幅值的限制。

在 $\underline{U}_S$ 给定的情况下，$\underline{U}_C$ 与 $\underline{I}_C$ 之间存在的函数关系式为

$$\underline{I}_C = \frac{\underline{U}_S - \underline{U}_C}{R_C + jX_C} \tag{2}$$

式中 $\underline{U}_S$ 为归算到联接变压器二次侧的交流母线电压基频分量；R_C 为联接变压器电阻；X_C 为联接变压器电抗。

直流侧伏安特性　电压源型直流输电换流器直流侧电压、电流间关系的数学模型。

当电压源型直流输电换流器以静止无功发生器（STATCOM）方式运行时，一般采用定直流电压控制，换流器按照直流电压设定值 U_{dref} 调节 U_d，而 I_d 维持为零。

当系统运行在直流输电方式，采用定有功功率控制时，换流站按照有功功率设定值 P_{ref} 调节输出（或输入）的有功功率 P，U_d 和 I_d 之间存在的函数关系式为

$$U_d = \frac{P}{I_d} \tag{3}$$

以电压源型直流输电换流阀中反并联二极管（MMC 拓扑中子模块下二极管）导通的方向作为 U_d 和 I_d 正方向，换流器直流侧输出有功功率为正，吸收有功功率为负。图 1 为换流器采用定有功功率控制运行时 U_d－I_d 的伏安特性曲线族，这些双曲线与坐标原点越远，传输有功功率越大。当 $I_d>0$ 时，换流器直流侧输出有功功率，工作于整流状态；当 $I_d<0$ 时，换流器吸收有功功率，工作于逆变状态。显然，纵坐标轴（$I_d=0$）是换流器整流和逆变两个运行状态的分界线。

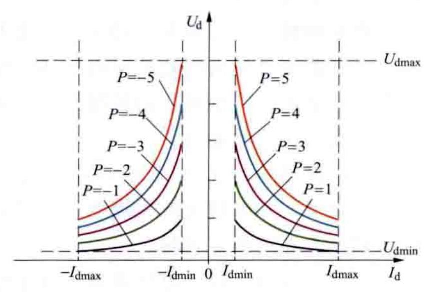


图 1　定有功功率控制时换流器直流侧伏安特性

当系统运行在直流输电方式，采用定直流电压控制时，换流站将用于保持 U_d 的稳定，维持 U_d 在设定值 U_{dref} 附近，I_d 仅由其端电压的阻抗决定。换流站的直流输出特性如图 2 所示。

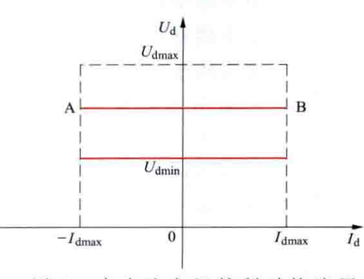


图 2　定直流电压控制时换流器直流侧伏安特性

谐波特性　两电

平、三电平电压源型直流输电换流器在通断两种状态下的伏安特性具有较明显的非线性。$\underline{U}_C$、U_d、$\underline{I}_C$ 和 I_d 中，除工频交流和直流主要分量外，还有众多的频率为工频整数倍的谐波分量。因此，电压源型直流输电换流器对交流侧来说，除了是一个负荷（整流器）或电源（逆变器），还是一谐波电压源；而对直流侧来说，除了是电源（整流器）或负荷（逆变器），还是一谐波电流源。理想状态下，$\underline{U}_S$ 为理想的三相对称正弦波，I_d 为理想的直流电流，不含有谐波，换流过程的三相参数和控制过程对称良好。

用傅里叶分析方法，对 $\underline{U}_C$ 进行谐波分析。在理想条件下，$\underline{U}_C$ 除含有谐波频率为 1 的基波分量外，还含有的特征谐波包括：对于两电平和三电平换流器，采用正弦脉宽调制方式（sinusoidal pulse width modulation，SPMW）的特征谐波分布一致，其交流侧谐波电压分布在 $n\omega_c \pm k\omega_r$ 处（ω_c 为载波角频率、ω_r 为调制波角频率），当 $n=1$，3，5，…时，$k=3(2m-1)\pm1$，$m=1$，2，…；当 $n=2$，4，6，…时，$k=\begin{cases}6m+1 & m=0,1,\cdots\\6m-1 & m=1,2,\cdots\end{cases}$；但主要次谐波分布有所不同，两电平 SPWM 中角频率为 $\omega_c\pm2\omega_r$、$2\omega_c\pm\omega_r$ 的谐波幅值较高，三电平 SPWM 中角频率为 $\omega_c\pm4\omega_r$、$\omega_c\pm2\omega_r$、$2\omega_c\pm5\omega_r$、$2\omega_c\pm\omega_r$ 的谐波幅值较高。两电平、三电平电压源型换流器特征谐波含量很大程度上取决于开关频率大小，开关频率提高，输出电压中低次谐波分量越少。模块化多电平电压源型换流器交流输出电压呈阶梯变化，具有较高电平数，电压变化率小，谐波含量低。

在实际工程中，电压源型直流输电换流器不可能在完全理想的条件下运行，其交、直流侧除特征谐波外，还会有各种非特征谐波出现。

功率特性 换流器有功功率传输能力和无功功率调节能力。电压源型直流输电系统可以在其运行范围内对有功功率和无功功率进行完全独立的控制。换流站具有完全吸收和发出额定无功功率的能力。

当换流器运行于 STATCOM 方式，动态补偿交流母线的无功功率，并维持交流母线电压恒定，其无功调节能力可以达到换流器的额定容量。

当两个或两个以上电压源型直流输电换流器构成的两端或多端电压源型直流输电系统运行于直流输电方式时，每个换流器可以在整流和逆变状态之间切换（必须保证至少有一端换流器运行在整流模式，一端运行在逆变模式）。换流器可进行潮流逆转，具有四象限运行能力。直流输电运行方式下，必须有一个换流器采用定直流电压控制方式，用以平衡系统所传输的有功功率。电压源型直流输电换流器交流侧有功功率的传输主要取决于 δ 角，无功功率的输出主要取决于 $\underline{U}_C$。图 3 为不计联接变压器和接口电抗器（见相电抗器或阀电抗器）的电阻时，$\underline{U}_S$ 与 $\underline{U}_C$ 共同作用于联接变压器与接口电抗器的等效电抗 X_C 的示意图，有功功率 P 和无功功率 Q 分别表示为

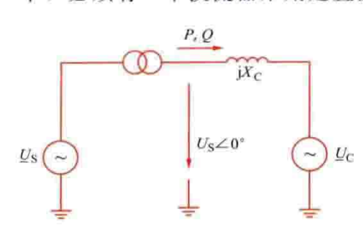


图 3 电压源型直流输电换流器交流侧基波等效原理图

$$P=-\frac{U_S U_C}{X_C}\sin\delta \tag{4}$$

$$Q=\frac{U_S(U_S-U_C\cos\delta)}{X_C} \tag{5}$$

由式（4）、式（5）平方相加可得

$$\begin{aligned}P^2+(Q-U_S^2/X)^2&=(U_S U_C/X_C)^2\\&=\left(\frac{mMU_S U_d}{\sqrt{2}X_C}\right)^2\end{aligned} \tag{6}$$

在理想状态下电压源型直流输电换流器的工作区域是以 $(0, U_S^2/X_C)$ 为原点，以 $U_S U_C/X_C$ 为半径的圆形区域。

实际上，电压源型直流输电的功率运行区间还受到两个电流的限制，一是 IGBT 允许流过的最大电流，即决定 I_C 的上限 I_{Cmax}，进而限制了换流器的安全运行区域，如式（7）所示

$$P^2+Q^2\leqslant(\sqrt{3}U_S I_{Cmax})^2 \tag{7}$$

另一个是直流线路（电缆或架空线）允许通过的最大稳态直流电流 I_{dmax}，它限制了有功功率传输能力，如式（8）所示

$$-U_d I_{dmax}\leqslant P\leqslant U_d I_{dmax} \tag{8}$$

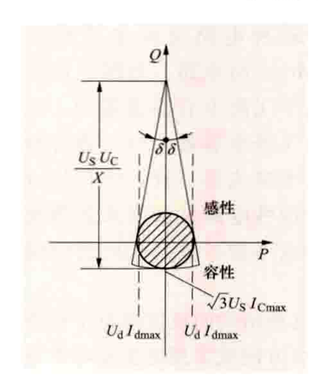


图 4 理想状态下换流器的运行范围

图 4 中阴影部分为电压源型直流输电换流站的 P-Q 运行区间图，为式（6）、式（7）和式（8）的交集。

图 4 中，如果 $\delta>0°$，即 $\underline{U}_C$ 相位超前 $\underline{U}_S$，电压源型直流输电换流器工作在逆变状态，从直流侧吸收有功功率，对应图 4 中左半区域，向交流侧输出功率，交流系统各主要变量的相量关系如图 5 中（a）、（b）所示。如果 $\delta<0°$，即 $\underline{U}_C$ 相位滞后 $\underline{U}_S$，电压源型直流输电换流器工作在整流状态，从交流系统吸收有功功率，并从直流侧输出，对应图 5 中右半区域，交流系统的各主要变量的相量关系如图 5（c）、（d）所示。当 $U_S-U_C\cos\delta>0$ 时，电压源型直流输电换流器吸收感性无功功率，对应图 5 中上半区域，相量关系

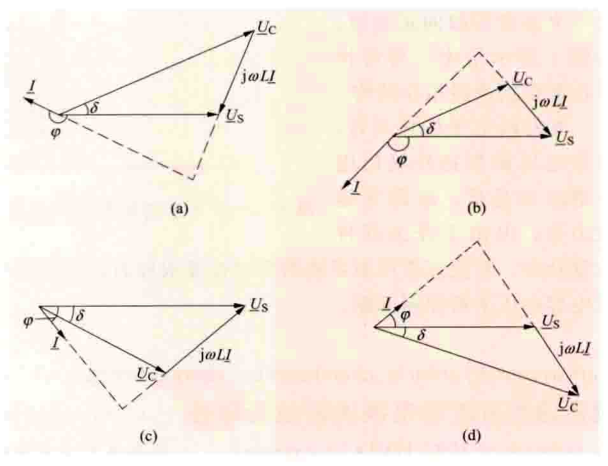


图 5 电压源型直流输电换流器稳态运行基波相量图

(a) $P>0$，$Q>0$；(b) $P>0$，$Q<0$；(c) $P<0$，$Q<0$；(d) $P>0$，$Q>0$

如图 5（b）、（c）所示。当 $U_S - U_C\cos\delta < 0$ 时，电压源型直流输电换流器输出感性无功功率，相量关系如图 5（a）、（d）所示。当 $U_C\cos\delta - U_S = 0$ 时，即 $\delta = \arccos(U_S/U_C)$，电压源型直流输电换流器工作在单位功率因数状态。

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliuzhan

电压源型直流输电换流站 （VSC-HVDC converter station） 电压源型直流输电系统中实现交直流电力变换的电力工程设施。换流站一侧接入交流系统，另一侧与直流电力网络相连，是直流输电系统中最重要的环节。站内装设有电压源型换流器及其冷却装置、联接变压器、平波电抗器、电压源型直流输电换流站开关设备及直流控制保护装置和必要的辅助设备与设施。根据电压源型直流输电换流器拓扑的不同，电压源型直流输电换流站主电路稍有差异，具体如图所示，图 1 为基于开关型 VSC 的直流输电换流站主电路，图 2 为基于可控电源型 VSC 的直流输电换流站主电路。

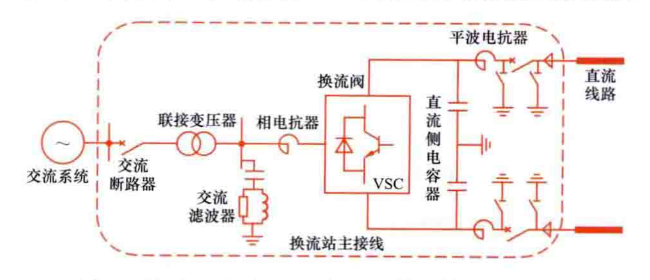


图 1 基于开关型 VSC 的直流输电换流站主电路

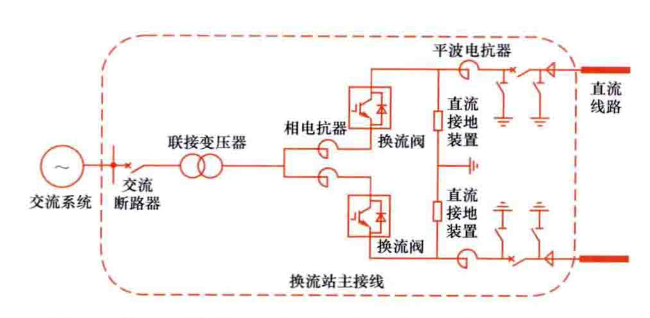


图 2 基于可控电源型 VSC 的直流输电换流站主电路

交流开关设备 能按照运行要求将换流站的交流设备、交流线路接通和切断的装置。换流站内的交流开关设备的型式和技术要求与常规交流变电站中的开关设备相同。换流站进线断路器接在交流母线与联接变压器之间，当出现直流系统不能穿越的故障时，断开直流输电系统与交流电网的电气连接。

直流开关设备 包括直流隔离开关和直流接地开关，直流隔离开关是在无电流的情况下进行电路的分断或接通的开关设备。直流接地开关是为了安全的目的，在无电压的情况下将某部分电路接地或断开接地的开关设备。与交流开关设备相比，主要区别在于外绝缘爬距较大，同时由于露出黏合剂一圈的金属件受直流电腐蚀形成的锈层会逐渐增厚而胀裂瓷件，需采取措施防止该现象发生。

联接变压器 可以采用常规的单相或三相变压器。联接变压器将系统交流电压转换为与换流器直流侧电压相匹配的电压，使换流器运行在系统要求的运行区间内，同时确保适当的调制度，以减少输出电压和电流的谐波含量，进而可以降低交流滤波装置的容量和换流器的运行损耗；另外，在电网电压波动的情况下，联接变压器可以通过调节分接头更加灵活地调节传输功率，对交流系统进行支撑。

交流滤波器 采用脉宽调制技术的开关型电压源型直流输电换流器由于输出电平数较少，其输出的交流电压和电流中含有一定量的高次谐波，因此，通常要在换流母线处安装适当数量的交流滤波器，使其总的谐波畸变率达到相关电能质量标准的要求。交流滤波器的容量和参数选择与换流器所采用的拓扑结构、开关频率及其调制方式等因素有关。（见电压源型直流输电换流站交流滤波装置）

相电抗器 相电抗器与联接变压器漏抗共同形成换流器与交流系统之间传输功率的纽带，与联接变压器阀侧电压配合决定换流器的功率输送能力、实现有功功率与无功功率的调节控制，抑制短路电流。同时能够起到一定的滤波作用，降低换流器输出电压的谐波含量。在开关型 VSC 电压源型直流输电换流器中，相电抗器置于滤波器与换流器之间，每一相安装一个相电抗器；在可控电源型 VSC 中，相电抗器又称为阀电抗器或桥臂电抗器，每个桥臂中串接一个桥臂电抗器，此种情况下，桥臂电抗器可抑制相间环流。

电压源型换流器 换流站中用以实现交直流电能相互转换的设备。实现交流电转换为直流电的叫整流器，而直流电转换为交流电的叫逆变器，它们统称为换流器。电压源型整流器和逆变器所用设备和控制系统基本相同。电压源型换流器的桥臂由大功率可控关断型电力电子器件（如绝缘栅双极型晶体管 IGBT、集成门极换流晶闸管 IGCT）和反并联二极管构成。开关型 VSC 电压源型直流输电换流器的每个桥臂由直接串联的大功率半导体器件构成。该拓扑涉及器件均压问题，静态均压和动态均压电路都会使主接线复杂化，降低换流器的可靠性；而且器件压装工艺复杂，精度要求很高。可控电源型 VSC 的每个桥臂由多个子模块串联而成。子模块由 2 个 IGBT 组成的半桥或 4 个 IGBT 组成的全桥与直流电容器并联构成，辅助元件有快速旁路开关、短路保护晶闸管、均压电阻和中心控制单元。这种结构的主要优点是避免器件的直接串联，降低了主电路的设计难度，但是开关状态的增加使控制系统变得复杂。

电容器 直流侧电容是 VSC 的直流侧储能元件，为换流器提供电压支撑。在开关型 VSC 电压源型直流输电换流站中，直流侧电容器接在正负极直流母线之间，缓冲桥臂关断时的冲击电流、减小直流侧谐波；可控电源型 VSC 拓扑将直流侧电容分布到各相桥臂中，与开关器件构成半桥或全桥结构的子模块。

平波电抗器 当输电距离比较长时，直流线路上通常要串联一个平波电抗器用来削减直流线路上的谐波电流，消除直流线路上的谐振，同时能够防止由直流线路产生的陡波冲击进入阀厅，从而使换流阀免于遭受过电压应力而损坏。

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliuzhan baohu

电压源型直流输电换流站保护 （protection of VSC-HVDC substation） 在电压源型直流输电系统发生故障后，快速隔离故障单元从而保证系统和设备安全的保护策略。保护系统通过测量装置检测系统电压电流的异常变化，通过一定的判据判断发生何种故障，通过保护设备下发相应的保护动作流程，从而实现故障单元的快速隔离。

电压源型直流输电换流站内故障可能是短路、设备损坏、与交流系统有效操作冲突的非正常操作等。在此区域发生故障时，换流站保护必须隔离一切故障单元并且迅速从运行状态转为停运状态。在故障原因未查明之前换流站不应投入运行。

电压源型直流输电换流站保护主要措施 针对不同的故障类型，电压源型直流输电换流站保护采取的故障清除措施主要有闭锁换流器、跳开交流断路器、隔离直流线路等。

闭锁换流器 包括暂时性和永久性闭锁换流器两种。当换流站发生暂时性外部短路故障时，保护系统可以暂时性闭锁换流器来保护绝缘栅双极型晶体管（IGBT）和续流二极管（FWD）免受短路电流的危害。在几毫秒后，换流器解锁并且尝试重启换流站。如果自动重启尝试失败一次或者多次，就实行永久性闭锁换流器。永久闭锁指在换流站发生内部故障和永久性外部故障时，保护系统永久性关断 IGBT 控制脉冲闭锁换流器，同时跳开交流电路断路器。在永久性闭锁之后，换流器必须通过手动进行开通。

跳开交流断路器 交流断路器跳闸可以阻止交流系统对变压器阀侧故障以及通过续流二极管对直流侧故障馈入电流，同时可以避免换流阀在承受了严重的过电流应力之后继续承受过电压应力。

隔离直流线路 直流线路放电后，换流站与直流线路的隔离。直流线路的隔离可在换流站正常停运中手动或者在故障时自动进行。

电压源型直流输电换流站级保护 包括站控级保护、阀基控制器级保护以及换流阀级保护等。

站控级保护 通过站控系统实现，通过系统测量装置信号判断系统故障类型，保护配置原则采取分区重叠配置，按电气接线中的位置可将保护区域分为换流器保护区、交流开关场保护区和直流线路保护区。

（1）换流器保护区。包括换流器、换流器与联接变压器的部分连接线路和换流器控制保护系统等辅助设备。该区域主要保护有换流器过电流保护、快速直流过电压保护、交流侧过电压保护等。

（2）交流开关场保护区。包括联接变压器、交流滤波器和换流母线设备等。其中，联接变压器是换流站中的主要设备，同常规电力变压器一样，具有自己独立的保护系统，配置了各种主保护和后备保护。在电压源型直流输电系统中，由于联接变压器的分接开关控制作用，因此应注意分接开关的位置及机械部件的监测和保护。

（3）直流线路保护区。需要根据输电线路的类型不同来选取其保护方式，一般的线路故障保护包括微分欠压保护、直流过压保护等，而对于架空线则需要考虑自动重合闸。

阀基控制器级保护 主要对换流阀的状态进行监控，针对换流阀过流、元件失效数进行监控，一旦发生异常，立即闭锁换流阀并对其进行保护。

换流阀级保护 开关型换流阀和可控电压源型换流阀的阀级保护有所不同。开关型换流阀的保护主要指 IGBT 自身的驱动保护，当 IGBT 发生过流时，IGBT 驱动能够对其进行快速保护，同时开关型换流阀要求单个 IGBT 故障时必须进入短路失效模式，不得影响系统正常运行。可控电压源型换流阀的保护一般针对单个子模块的内部故障而设计，故障发生可能是多种原因引起的，如 IGBT 失效、电容器失效等。子模块一般装有旁路开关，一旦子模块发生故障，需要立即动作旁路开关将其旁路，防止其对系统运行产生影响。

由于电压源型直流输电采用的 IGBT 器件过流能力较弱，因此换流站级保护对动作速度要求较高，往往通过阀控系统、阀基控制器和换流阀的自身保护配合实现。特别是对于过流发展迅速的故障，必须要求快速闭锁换流阀。

参考书目

汤广福．基于电压源换流器的高压直流输电技术．北京：中国电力出版社，2010.

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliuzhan bileiqi

电压源型直流输电换流站避雷器 （VSC-HVDC converter station surge arresters） 见直流换流站避雷器。

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliuzhan bileiqi shiyan

电压源型直流输电换流站避雷器试验 （tests of VSC-HVDC converter station surge arresters） 见直流换流站避雷器试验。

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliuzhan jiaoliu lübo zhuangzhi

电压源型直流输电换流站交流滤波装置 （AC harmonic filters at VSC-HVDC converter station） 见直流换流站交流滤波装置。

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliuzhan jiedixitong

电压源型直流输电换流站接地系统 （VSC-HVDC converter station grounding system） 设置于电压源型直流输电换流站内或附近的，用于正常运行时固定换流站系统对地运行电压，故障或遭受雷击时降低换流站系统电压升高、保护站内设备绝缘安全的装置或设施。一般由三个部分组成：接地引线、中间设备和接地极。根据电压源型直流输电系统设计运行方式的不同，电压源型直流输电换流站接地系统存在不同安装方式。

接地引线 连接电压源型直流输电换流站内接地端与接地设备和接地极的导电线路。根据正常运行时接地端工作电压的高低，可采用不同对地绝缘水平的设计。一般应尽可能降低接地引线的阻抗值，常采用导电性能良好的铜排、电缆或架空线。

中间设备 对特定频率或频率范围的电压提供要求的阻抗特性的设备。可通过使用电抗器、消弧线圈满足感性阻抗要求，使用电容器满足高频低电抗要求，使用电阻器满足电阻设计要求。其中，电阻器为高阻值者称为高阻接地系统，电阻器为低阻值者称为低阻接地系统。

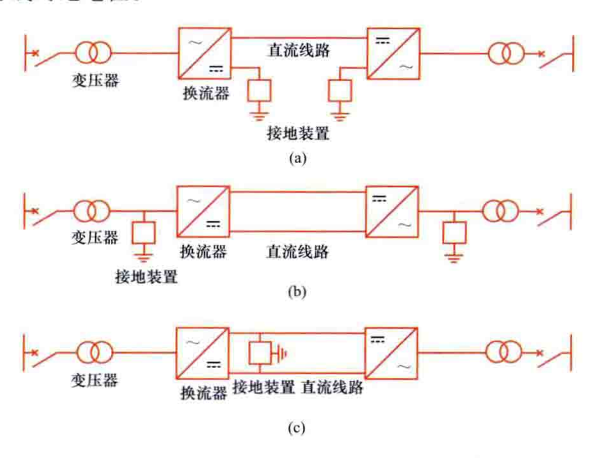
另外，当需要对电压源型直流输电换流站的接地端提供包含直流、工频、谐波和雷电等宽频率范围的低阻抗或高阻抗特性时，接地系统一般不经接地设备直接接地或不接地。

接地极 埋设在地下并直接与大地接触的金属导体或导电模块，用于降低接地电阻。接地电阻主要由四个部分组成：①接地金属导体或导电模块本身的电阻；②接地极与土壤接触部分的接触电阻；③从电极表面向外流向无穷远大地

时土壤的电阻。其中，最后一部分在整个接地极的接地电阻中起主要作用。

接地极的复杂程度与土壤的性质和工作泄漏入地电流有关。对土壤电阻率低的地区，简单的接地极型式即可满足接地电阻的控制要求；对土壤电阻率高的地区，可能需要设计复杂的接地网以使接地电阻满足要求。对于长时间泄漏直流电流入地的接地极，还需要考虑电子迁移现象对接地极材料的腐蚀，必要时需使用专用的直流接地极。

安装方式　电压源型直流输电换流站接地系统在换流站内的安装方式主要有两种：安装在换流站直流侧和安装在换流站交流侧。如图所示，对于采用单极方案的电压源型直流输电系统，换流器的中性点必须通过接地系统接地以固定电位，故只能采用直流侧安装方式；对于采用双极方案的电压源型直流输电系统，可以采用直流侧的安装方式固定换流器直流极线对地电位或采用交流侧的安装方式固定换流器交流母线对地电位。



电压源型直流输电换流站接地系统的安装方式

(a) 单极系统的安装方式；(b) 双极系统的交流侧安装方式；(c) 双极系统的直流侧安装方式

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliuzhan jueyuan peihe

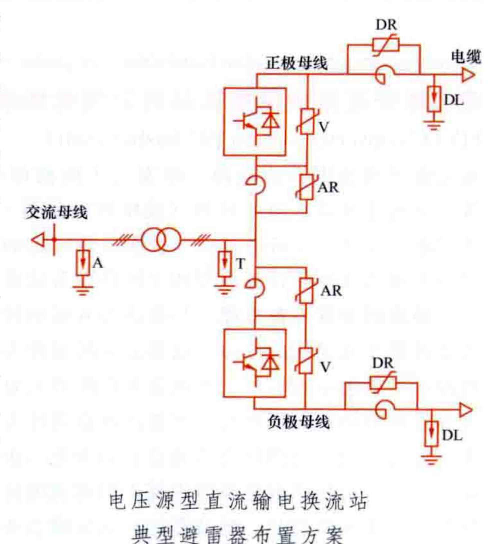
电压源型直流输电换流站绝缘配合　(insulation coordination of VSC-HVDC converter station)　考虑所采用的过电压保护措施后可能出现的各种过电压水平、保护装置的特性和换流站设备本身的绝缘特性，以使电压源型直流输电换流站设备的绝缘故障率降低到经济上和运行上可以接受的水平。主要内容包括：电压源型直流输电换流站设备绝缘水平、设备爬电比距和空气间隙距离的选择。

换流站设备绝缘水平　它与电压源型直流输电换流站设备过电压、避雷器配置和绝缘配合原则有关。

电压源型直流输电换流站设备过电压　电压源型直流输电换流站设备在运行中除需要长期承受工作电压，在某些极端情况下还可能承受各种过电压。电压源型直流输电换流站设备遭受过电压的主要来源包括：①电压源型直流输电换流站交流侧发生操作、线路故障；②电压源型直流输电换流站直流侧发生操作、线路故障；③电压源型直流输电换流器故障。(见直流换流站绝缘配合)

避雷器配置　电压源型直流输电换流站绝缘配合的保护装置为金属氧化物避雷器，避雷器的配置包括：安装位置和参数选择。

(1) 避雷器的安装位置。电压源型直流输电换流站避雷器安装位置的原则同直流换流站。避雷器的实际布置取决于电压源型直流输电换流器拓扑和电压源型直流输电换流器运行特性，对使用可控电压源型换流器的换流站，典型的避雷器布置方案见图。



电压源型直流输电换流站典型避雷器布置方案

由于实际电压源型直流输电系统的主接线和结构布置的不同，电压源型直流输电换流站的避雷器配置方案可能存在差异。对于直接连接到直流电缆的电压源型直流输电换流站，因极线不直接承受雷电侵入波过电压的作用，避雷器 DL 也可以被省略掉。避雷器与保护设备的关系见表。

电压源型直流输电换流站避雷器保护设备

被保护的对象	保护用避雷器（图1中对应符号）
交流母线	交流母线避雷器（A）
联接变压器网侧绕组	交流母线避雷器（A）
联接变压器阀侧绕组	联接变压器阀侧避雷器（T）
桥臂电抗器	桥臂电抗器避雷器（AR）
换流阀	阀避雷器（V）
平波电抗器	平波电抗器避雷器（DR）
直流极线	直流线路避雷器（DL）

(2) 避雷器的参数选择。选择电压源型直流输电换流站避雷器参数的原则包括：①满足长期连续运行的可靠性，防止非线性材料的加速老化；②满足保护水平的要求，防止残压过高；③满足过电压通过避雷器的能量要求，确保避雷器动作后损耗能量的有效控制。电压源型直流输电换流站避雷器参数选择方法与直流换流站避雷器的参数选择相同。

绝缘配合原则　确定电压源型直流输电换流站设备的一组耐受电压水平。电压源型直流输电换流站设备的绝缘类型同直流换流站设备的绝缘类型，绝缘配合原则同直流换流站绝缘配合原则。

换流站设备爬电比距　同直流换流站绝缘配合。

换流站空气间隙距离　同直流换流站绝缘配合。

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliuzhan kaiguan shebei

电压源型直流输电换流站开关设备　(switching facilities of VSC-HVDC converter station)　见直流换流站开关设备。

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliuzhan kekaoxing

电压源型直流输电换流站可靠性 (VSC-HVDC converter station reliability) 见直流换流站可靠性。

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliuzhan nei jiaoliu muxian guzhang

电压源型直流输电换流站内交流母线故障 (VSC-HVDC converter station AC busbar fault) 发生在换流站交流母线范围内的故障，即发生于换流母线、联接变压器、交流滤波器、相电抗器（或桥臂电抗器）、连接导线等主回路或交流主设备的故障。按照故障的影响程度不同，可以分为换流器并联设备故障和主回路设备故障两类。

换流器并联设备故障 与换流器并联的设备故障。如交流滤波器及其连线的故障。这部分故障通常为设备内部短路故障，主要包括电容器、电抗器和电阻器失效。滤波器中的电容器随着运行时间增长，可能出现渐进性失效，一个或数个电容元件的短路损坏会造成总容值变化。由于设计不当或非正常运行可能引起滤波器内部电阻器或电抗器元件谐波过负荷，造成元件过热。滤波器的轻微故障会造成滤波器滤波效果变差，系统谐波性能降低；而严重故障会造成类似于交流单相接地的故障特性。与电网换相直流系统不同，开关型电压源型直流输电系统的滤波器容量很小，主要滤除高频谐波，在滤波器退出的情况下不会造成严重的过电压；而对于可控电压源型直流输电系统来说，滤波器则一般可以省略，不会出现上述故障问题。

主回路交流设备故障 换流母线、联接变压器及相电抗器（或桥臂电抗器），以及联接变压器至换流阀之间的连线等处的故障。典型故障类型包括联接变压器故障、相电抗器（或桥臂电抗器）故障、交流母线短路故障等。

联接变压器故障　变压器的本体故障与常规交流变压器类似，其冷却系统故障、分接头及执行机构故障都可能引起系统的停运。

相电抗器（或桥臂电抗器）故障　开关型电压源型直流输电相电抗器的失效会造成系统三相阻抗的不对称分布，从而导致系统出现电流畸变现象；可控电压源型直流输电桥臂电抗器的匝间短路会导致该型拓扑内部环流的恶化，严重到影响系统运行时必须停运。

交流母线短路故障　包括联接变压器至相电抗器（或桥臂电抗器）、相电抗器（或桥臂电抗器）至阀之间的交流母线短路，前者故障可造成交流系统向故障点提供短路电流，而换流阀承受的短路电流上升速度由相电抗器（或桥臂电抗器）抑制，可以实现换流阀的可靠闭锁；后者故障时由于没有相电抗器（或桥臂电抗器）的抑制作用，造成电压源型直流输电系统内的电容器通过故障点直接放电，换流阀的保护须通过绝缘栅双极型晶体管（IGBT）本身的过流保护来完成保护动作。几种典型短路故障类型中，交流母线对地短路故障相对于其他短路故障有一定的特殊性，故障产生的零序电流会通过接地点形成通路，如果接地方式采用高阻，则故障下会出现较高的过电压，同时会在直流线路形成共模基频电压分量，且会传递至另一侧换流站并对其产生影响。

电压源型直流输电换流站内交流母线故障通常认为是永久性故障，一旦检测到故障则要求换流站立即闭锁跳闸进行检修。

参考书目

汤广福．基于电压源换流器的高压直流输电技术．北京：中国电力出版社，2010.

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliuzhan nei zhiliu muxian guzhang

电压源型直流输电换流站内直流母线故障 (VSC-HVDC converter station DC busbar fault) 从换流器正负极出口至直流线路隔离开关所有设备（主要包括的设备有平波电抗器、直流滤波器、直流断路器和隔离开关及直流电流、电压测量装置等）或连线的故障。主要包括直流母线故障和直流母线上的设备故障两类。

直流母线故障 分为单极对地闪络故障与极间短路故障。

单极对地闪络故障　极对地闪络故障会造成该极电压迅速下降，而健全极的电压会上升至额定值的2倍，该过电压应通过直流母线避雷器进行抑制，故障下过压过流的发展特点与系统的接地设计密切相关。单极对地闪络故障在电压源型直流输电系统中属于一类严重故障，相应的保护应迅速动作使系统停运跳闸。

极间短路故障　正负极直流母线由于绝缘失效等原因出现闪络，故障造成直流电压迅速下降至零，换流阀承受急剧增大的短路电流，即使换流器能够实现快速闭锁，其绝缘栅双极型晶体管（IGBT）开关器件上的续流二极管（FWD），仍然承受由交流系统馈入故障点的短路电流，直到交流断路器跳开，这对换流阀的电流耐受能力是一种严酷的考验。一般可以采取相应的保护措施以避免二极管的过流，例如，模块化多电平拓扑采取在二极管两端并联晶闸管的方式进行分流以保证二极管不因过流而损坏。

直流母线上的设备故障 大致分为直流滤波器故障和平波电抗器故障。

直流滤波器故障　在某些电压源型直流输电拓扑中，必须装设直流滤波器来滤除直流侧谐波。滤波器主要由电容、电感和电阻等元件组成。常见的故障有内部短路故障、元部件过热和因支路内电容器元件损坏个数达到一定数量而引发电容器组件内其他电容器元件雪崩式损坏。滤波器故障往往由滤波器本身的保护进行检测，其导致的最严重后果类似于直流母线单极对地闪络或者极间短路故障。

平波电抗器故障　主要型式包括油浸和空气绝缘两种。油浸平波电抗器的故障与变压器故障基本相同。空气绝缘平波电抗器的故障常因绝缘设计强度或制造工艺问题引起，造成内部绕组局部过热而导致损坏。

与电网换相直流换流站拓扑不同，电压源型直流输电常用的换流站拓扑结构为单极对称结构，由于较少采用双极结构，所以一旦发生直流母线故障，不能以单极形式持续运行。

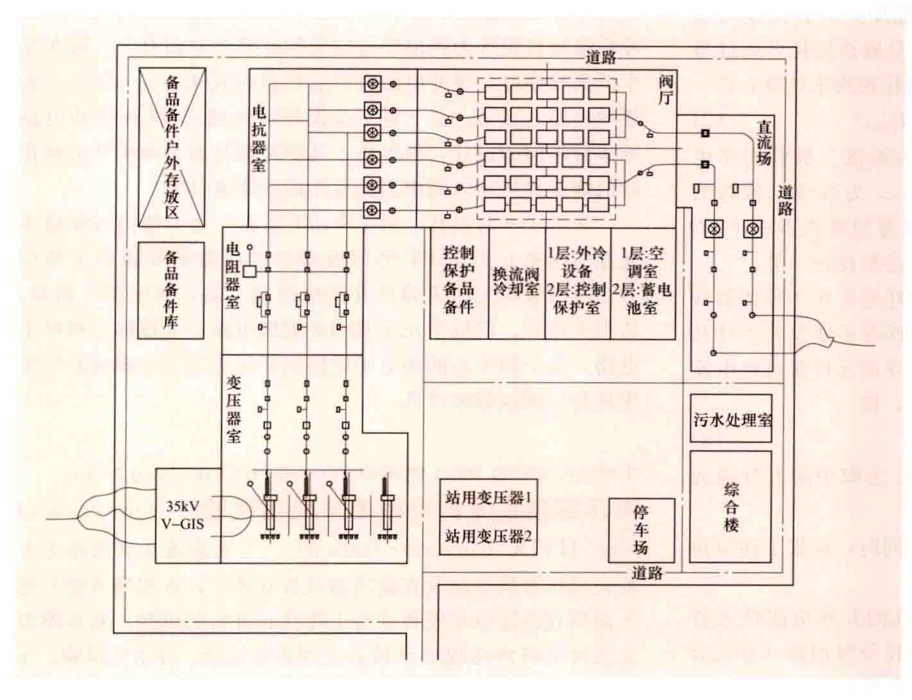
电压源型直流输电系统的站内直流母线故障直接影响了整个系统的正常运行，由于故障距离换流阀很近，故障后果严重且通常为永久性，因此一旦检测到直流母线故障，换流站需要立即闭锁跳闸停运，以保证换流站主要设备的安全。

参考书目

汤广福．基于电压源换流器的高压直流输电技术．北京：中国电力出版社，2010.

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliuzhan pingmianbuzhi

电压源型直流输电换流站平面布置 (layout of VSC-HVDC converter station) 电压源型直流输电换流站内各种设备及其连接线、进出线、建筑、户外设备场地、工程设施与交通道路的总体布置。电压源型直流输电换流站的主要设备和设施有联接变压器、交流滤波器（按需）、相电抗器或阀电抗器、电压源型直流输电换流阀、电容器（基于开关型的 VSC 拓扑）、交直流开关设备、平波电抗器（按需）、控制和保护设备、交直流配电装置、交直流过电压保护装置以及站用电系统。此外，尚有换流阀冷却系统以及维修、办公和卫生设施等。所有这些设备和设施分别设置或安装在阀厅、主控制楼、交直流场、检修间及其他有关的建筑中。电压源型直流输电换流站平面布置要满足运行、检修、运输、环境保护以及生活等需要。根据运行维护的具体情况，并考虑降低造价等因素，因地制宜进行安排。要尽可能减小对阀触发的电磁干扰和换流器对外界无线电的干扰等。典型电压源型直流输电换流站的平面布置如图所示。



典型电压源型直流输电换流站平面布置示意图

为了减小电压源型直流输电换流阀触发系统可能受到的电磁干扰，须尽可能地缩短阀触发系统的电缆或改用光缆。阀厅与主控制楼间的距离应尽量短，这对巡视检修也方便。

为了减小电压源型直流输电换流阀在通断过程中产生的高频电磁振荡对无线电的干扰，需要对阀厅采取屏蔽措施。为了减小换流站运行噪声对环境的影响，应充分利用地形及建筑物对噪声的阻隔作用，必要时应设置屏障。

阀冷却介质的制备装置一般布置在主控制楼底层或阀厅下层或附近，设计中应注意冷却介质的温度与阀厅空气温度和湿度的配合，防止阀中冷却管道表面结露。

在电压源型直流输电换流站的平面布置中，交流配电装置、联接变压器、阀厅、控制楼区域、直流场区域是换流站平面布置的最重要部分，其占地面积约为换流站围墙内占地的 95%。换流站容量越大，单位容量的占地面积越小。

对于功率和电压等级较小的电压源型直流输电系统，除了联接变压器和散热器等设备之外，大部分设备都可以放入室内，这样可以使换流站设备受到外界干扰和破坏的几率大大降低，同时提高换流站的运行可靠性，减小换流站对环境的视觉影响。

如果对换流站面积要求较严格（如海上采油平台等），可以考虑将换流站的设备进行双层或者三层布置，并将整个换流站都封装在建筑或者集装箱内，形成一个整体，以最大限度减小换流站占地空间，并且保护设备不受恶劣环境的腐蚀，同时方便现场的安装。

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliuzhan sunhao

电压源型直流输电换流站损耗 (power losses of VSC-HVDC converter station) 电压源型直流输电换流站内的设备和母线以热能形式消耗的电能。换流站内设备种类繁多，各类设备损耗机理互不相同，且随工况的变化而变化。VSC 换流站中大部分设备的功率损耗可采用类似于电网换相直流输电技术的换流站的程序进行计算。但是，VSC 阀和二极管阀中的损耗需要区别对待，因为它们和电网换相直流输电适用的实际情况差异很大。VSC 阀中大部分功率损耗来源于绝缘栅双极型晶体管（IGBT）和续流二极管（FWD），包括通态损耗与开关损耗。此外，在直流电容器、分压器和阻尼电路、门极驱动单元等设备上也存在少量的损耗。与电网换相换流站相比，电压源型直流输电换流站的损耗相对较高，满载下的损耗一般略高于其传输功率的 1%。

电压源型直流输电换流站损耗分类 包括空载损耗、运行损耗及附加损耗。电压源型直流输电换流站设备在不同工况下有可能会产生这三种损耗，如电压源型直流输电换流阀在空载或运行时产生对应的空载损耗和运行损耗，同时伴随有冷却系统等辅助设备带来的附加损耗。而有些设备由于只在某些工况下才投入使用，所以只产生特定类别的损耗，如空载运行时直流平波电抗器无电流通过，不产生空载损耗，只产生运行损耗和附加损耗（对于配备有辅助设备的平波电抗器）。（见直流换流站损耗）

电压源型直流输电换流站损耗计算条件 电压源型直流输电换流站的损耗应在如下条件下确定，即额定的（平衡的）交流系统电压和频率、对称的联接变压器阻抗、对称的换流阀阀侧交流电压。联接变压器抽头应置于额定交流系统电压的位置。

VSC 换流站的功率损耗取决于不同的运行工况，但主要是受输送的有功功率，以及吸收或发出的无功功率的影响。运行损耗应在电压源型直流输电换流站设计规定的负载水平下确定。如果没有这样的规定，则应在额定负载下确定。对于每一负载水平，阀侧交流电压、直流电流及谐波滤波设备，都应与相应的负载水平相匹配，以及与其他规定的性能要求相符，例如与谐波畸变。对应标准参考温度的冷却

系统及其他辅助设备应投入运行以支持相应的负载水平。

在空载运行方式下，联接变压器应带电，换流阀应闭锁。除了维持零有功功率（或零无功功率）运行所需的滤波器以外，其他的滤波器都应切除。电压源型直流输电换流站带负载所需的站用电负载和相关辅助设备（如冷却水泵）应投入运行。

VSC 阀损耗的确定 包括 IGBT 通态损耗、FWD 通态损耗、阀的其他通态损耗、直流电压相关损耗、子模块直流电容器损耗、IGBT 开关损耗、FWD 关断损耗、阻尼电路损耗、阀电子电路损耗。

IGBT 通态损耗 在两电平换流器中，所有的 IGBT 具有相同的电流。因此，每个阀中 IGBT 的总通态损耗可通过每个阀中 VSC 级数和每个 IGBT 的通态损耗相乘来计算，即

$$P_{V1}=N_t\ (U_{0T}I_{Tav}+R_{0T}I_{Trms}^2) \tag{1}$$

式中 N_t 为每个阀中 VSC 级数；U_{0T} 为 IGBT 阈值电压；R_{0T} 为 IGBT 斜率电阻；I_{Tav} 为 IGBT 的平均电流；I_{Trms} 为 IGBT 的方均根电流。多电平换流器与可控电压源型换流器中 IGBT 通态损耗的计算可参照两电平换流器通态损耗的计算。

FWD 通态损耗 在两电平型换流器中，所有续流二极管的电流相同。因此，每个阀中二极管总通态损耗可通过每个阀中 VSC 级数和每个 FWD 的通态损耗相乘来计算，即

$$P_{V2}=N_t\ (U_{0D}I_{Dav}+R_{0D}I_{Drms}^2) \tag{2}$$

式中 U_{0D} 为续流二极管阈值电压；R_{0D} 为续流二极管斜率电阻；I_{Dav} 为续流二极管中的平均电流；I_{Drms} 为续流二极管的方均根电流。多电平换流器与可控电压源型换流器中 FWD 通态损耗的计算可参照两电平换流器通态损耗的计算。

阀的其他通态损耗 元件的通态损耗通常比半导体器件和子模块电容器（如母线）的要小，然而却不能忽略不计并且应包括在阀损耗的计算中。阀中所有导通元件流过的电流相同时，每个阀的这些损耗由下式给出，即

$$P_{V3}=I_{Vrms}^2R_s \tag{3}$$

式中 I_{Vrms} 为阀中流过的方均根电流；R_s 为阀中所有导通元件的总电阻值，不同于 IGBT 和 FWD。

阀中所有的导通元件流过的电流不同时，应按上述原理对每个元件进行单独估算。

直流电压相关损耗 IGBT 与 FWD 的并联电阻性元件产生的损耗。这些元件包括：电阻性电压分级回路（直流分级回路）；电压测量用电阻性分压器；水冷却管道；电容器绝缘材料上的并联电阻性损耗；直流电容器上的渗透电阻等。这些损耗之和为

$$P_{V4}=U_{Vrms}^2/R_{DC} \tag{4}$$

式中 U_{Vrms} 为阀端子间的电压方均根值；R_{DC} 为换流阀的有效直流电阻。

子模块直流电容器损耗 电容器损耗可分为电阻损耗和介电损耗。电阻损耗指电容器中金属元件的 I^2R 损耗，尤其是金属化薄膜和内部引线。电容器的介电损耗和每个电压周期内电介质材料的能量损失有关。介电损耗是由周期内电压应力导致电介质变化时电介质内分子的周期调整引起的，类似于铁磁材料的磁滞损耗。子模块直流电容器损耗为 $N_tI_{crms}^2R_{ESR}$，其中 I_{crms} 为每个子模块直流电容器中流过的电流方均根值；R_{ESR} 为子模块直流电容器的等效串联电阻。

IGBT 开关损耗 IGBT 的导通和关断期间，开通或关断过程中器件要同时承受大电流和高电压，导致 IGBT 产生高峰值功耗，该功耗对时间的积分被称为开关损耗。IGBT 开关损耗包括开通损耗 E_{on} 和关断损耗 E_{off}。开关损耗也取决于开关瞬间的（每个 IGBT）直流母线电压。在两电平和三电平换流器中，每个 IGBT 的直流连接线平均电压与额定设计值相比变化较小。但是，对于模块化多电平换流器，从一个开关瞬间到下一个开关瞬间直流连接线电压（此处指由子模块直流电容器提供的）变化很大。因此，在这种设计中应谨慎评估 IGBT 开关损耗。每个阀中 IGBT 的总开关损耗可通过将一个基频周期内所有的导通损耗和关断损耗之和乘以交流系统频率再乘以阀中 VSC 阀级数得到。

FWD 关断损耗 FWD 一旦正向偏置时，二极管就导通，所以其导通损耗通常可忽略不计。但是，关断（恢复）损耗 E_{rec} 是不能被忽略的。电流过零后，FWD 的反向恢复充电电荷 Q_{rr} 导致恢复损耗增大。每个阀中 FWD 的总开关损耗可通过将一个基频周期内所有的关断损耗 E_{rec} 之和乘以交流系统频率再乘以阀中 VSC 阀的阀级数得到。

阻尼电路损耗 VSC 阀的无源缓冲电路用于减小 IGBT 上的导通或关断的应力，并辅助开关型换流阀实现均压。缓冲电路可被设计为协助导通或关闭或两者兼而有之。每次发生开关操作时，缓冲电路将引起能量损耗 E_{sn_on}（对于开通缓冲电路）或 E_{sn_off}（对于关断缓冲电路）。尽管缓冲电路有多种不同的设计，但本质上其损耗都是通过每次开关操作时的能量损耗乘以阀中损耗发生的频率来计算。

阀电子电路损耗 每个 IGBT 需要一个本地门极驱动单元或门极单元为 IGBT 的门极端提供所需的导通和关断信号。与门极单元相关的还有其他辅助电路，如电源、测量、监测电路等。门极单元及其相关辅助电路一起被称为阀电子电路。每个阀中总的阀电子电路损耗可通过每个阀级的功率损耗乘以阀级数来计算。

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliuzhan xianchang shiyan

电压源型直流输电换流站现场试验 (site tests of VSC-HVDC converter station) 电压源型直流输电工程完成所有换流站及直流线路设备安装后，在现场对整个电压源型直流输电系统各设备工作状态进行的试验。电压源型直流输电换流站现场试验分为预备性试验、分系统试验、系统运行试验和验收试验四个阶段。预备性试验和分系统试验考核的是单个装置及局部系统的性能，其成功通过是进行系统试验的前提和基础；系统运行试验考核的是分系统之间的协调配合和整体性能；验收试验是对整个工程进行全面的考核和鉴定，其以评判工程是否具备商业运行条件为试验目的。

预备性试验 对电压源型直流输电换流站各设备分别进行检查和试验，确保符合现场安装功能规范书要求，具备上电起动条件。电压源型直流输电换流站工程现场预备性试验的主要内容与直流换流站相同，但不涉及核心装置，如电压源型直流输电换流器。（见直流换流站现场试验）

分系统试验 对所有通过预备性试验的设备上电起动并检验其电气、机械特性。除电网换相直流输电工程现场分系统试验规定的试验项目外，电压源型直流输电换流站现场还需进行换流阀的分系统试验。

系统运行试验 对通过分系统试验的各设备构成的电压源型直流输电系统进行各项试验，以检验整个系统的功能。

电压源型直流输电换流站系统运行试验一般可分两步进行：①站内系统试验，在换流站内部进行起动试验和单站运行试验；②端对端系统试验，各换流站分别接到各端的交流系统，构成包括直流线路在内的整个直流输电系统的试验。

起动试验　对电压源型直流输电换流器电容进行的充电试验。电压源型直流输电系统直流线路电压由换流器内部电容电压决定，对电容的起动充电意味着直流线路上电并具备运行条件。根据所连交流系统与试验步骤的不同，起动试验分为连接两个有源系统时的起动充电试验和向无源系统供电时的起动充电试验（即黑起动试验）。起动试验的完成标志着电压源型直流输电系统具备单站或双站运行的条件。

单站运行试验　电压源型直流输电换流站以静止同步无功补偿器方式（即STATCOM方式）运行的试验。电压源型直流输电换流站可以独立调节与交流系统交换的有功功率和无功功率，通常在系统试验阶段要分别检验两个换流站以STATCOM方式运行的能力，主要检验：①换流器稳定直流线路电压的能力；②换流器承受额定电流的能力；③控制与保护系统协调配合的能力。

端对端系统试验　分为静态试验、扰动试验、故障试验三部分。静态试验主要进行电压源型直流输电系统稳态功率传输试验。扰动试验主要包括控制方式切换试验，控制系统主从切换试验，交流电容器投切试验，潮流反转试验。故障试验指通过人为制造故障，检验控制保护系统的运行特性，故障试验项目包括交流系统瞬时性短路故障试验，直流线路瞬时性短路故障试验，绝缘栅双极型晶体管（IGBT）误触发故障试验。

试运行　在系统试验通过后进行，要求全部设备均投入。电压源型直流输电换流站试运行时间一般为15～30天，要求设备可用率不低于规定值，整个系统不间断地稳定正常运行。

验收试验　从预备性试验开始进行的各项工程现场试验都是验收试验的一部分，因此当所有项目的实验数据和结论等资料齐全时，即可汇总成为验收试验材料，不必重复试验。根据不同工程的应用情况，在系统试验中未进行的验收试验项目，可以再单独进行验收试验。电压源型直流输电换流站验收试验包括稳态运行性能、控制保护性能和人工故障试验三个方面。

稳态运行性能试验　主要项目有：①稳态功率传输试验，在不同传输功率下分别进行的稳态试验；②过负荷试验，在过负荷状态下的短时试验，过负荷倍数参照功能规范书要求，试验过程中记录直流功率等主要运行参数。

控制保护性能试验　主要项目有：①系统起动和停运试验；②控制指令值阶跃试验；③控制方式切换试验；④各种设备投切试验；⑤STATCOM单站运行试验；⑥潮流反转试验。

人工故障试验　通过人为制造故障，检验控制保护系统的运行特性。主要项目有：①交流系统瞬时性短路故障试验；②直流线路瞬时性短路故障试验；③IGBT误触发故障试验。

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliuzhan yunxing weihu

电压源型直流输电换流站运行维护

(operation and maintenance of VSC-HVDC converter station)　电压源型直流输电换流站运行维护与基于电网换相的直流换流站运行维护内容基本相同（见直流换流站运行维护），所不同之处是电压源型直流输电换流站可实现无人值守，高压电气设备维护检修对象还包括相电抗器（或阀电抗器）。

此外，换流站主控制室运行操作与基于电网换相的直流换流站运行维护内容略有不同，包括：①由于电压源型直流输电换流站与直流换流站的控制原理不同，电压源型直流输电系统控制模式在有功/直流电压之间切换、无功/交流电压之间切换。②电压源型直流输电运行方式在直流输电方式及静止无功补偿装置（STATCOM）之间切换、正常运行或潮流反转。③电压源型直流输电运行整定值的在线整定为有功功率（或直流电压）、无功功率（或交流电压）及上述电气量的变化率和阶跃变化量。④电压源型直流输电无空载加压试验状态。

dianyayuanxing zhiliu shudian huanliuzhan zhiliu lübo zhuangzhi

电压源型直流输电换流站直流滤波装置

(DC harmonic filters in VSC-HVDC converter station)
见直流换流站直流滤波装置。

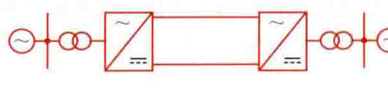
dianyayuanxing zhiliu shudian huanliuzhan zhujiexian

电压源型直流输电换流站主接线

(main circuit of VSC-HVDC converter station)　电压源型直流输电换流站内一次设备之间以及本换流站与电力系统的电气连接结构及电气接线方式，通常以单线图表示。电压源型直流输电换流站主接线的接线方式通常包括交流侧电气接线、换流器接线和直流侧电气接线三部分。

交流侧电气接线　电压源型直流输电换流站交流侧的接线方式，主要包括交流母线的接线方式和联接变压器、相电抗器的接线方式。交流母线的接线方式是根据电力系统的规划要求，综合考虑换流站的建设规模、交流侧电压等级和可靠性指标等因素来确定，与常规交流变电站和常规直流换流站的母线接线方式选择原则相同。联接变压器和相电抗器不同接线方式的主要区别在于抑制和隔离零序分量时所采取的不同措施。联接变压器和相电抗器的一个重要功能是提供一个等效的电抗，为交流系统和直流系统间功率的传输提供一个纽带，同时起到抑制换流站输出电压电流中的谐波分量，抑制短路电流上升速度的作用。尽管电压源型直流输电系统可以不需要联接变压器，但是为了充分利用半导体器件的电压和电流容量，优化交直流侧电压等级的配合，实际工程中通常都要使用联接变压器。联接变压器一般会选择Yny或者Ynd接法，起到隔离零序分量在换流器与交流系统之间传递通路的作用。

换流器接线　电压源换流器与联接变压器的连接方式。换流器由六个桥臂组成，对于开关型拓扑的换流器，每个桥臂由若干直接串联的绝缘栅双极型晶体管（IGBT）构成；对于可控电压源型拓扑的换流器，每个桥臂由若干子模块与桥臂电抗串联构成。电压源型直流输电换流站的换流器接线主要有单极对称接线（见图1）、单极不对称接线（金属回线或单极大地回线接线，见图2）、双极对称接线（见图3）等，普遍采用的接线方式是单极对称接线。在单极对称接线和单极不对称接线方式中，每个换流站只含有一个换流器，换流器的交流输出端与联接变压器的阀侧端子相连。在双极对称接线中，每个换流站含有两个换流器，每个换流器分别与联接变压器的阀侧端子相连。双极对称接线比单极接线需要更多的联接


图1　单极对称接线

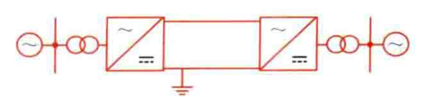


图 2 单极不对称接线
（大地回线接线或金属回线接线）

变压器及辅助设备，从而使投资和运行费用增加。但是两个换流器之一损坏时可转为单极不对称接线继续运行。具体选择哪种接线方式，取决于两端交流系统的情况和对系统可靠性要求等。

直流侧电气接线　直流一次设备的连接方式。电压源型直流输电换流站直流侧一般包含直流平波电抗器、直流电压测量装置、直流电流测量装置、开关设备和直流避雷器等电气设备。电压源型直流输电工程的平波电抗器串接在换流器直流高压出口和直流线路间的母线上，用来抑制换流器直流侧的纹波电压，削弱由直流线路侵入换流站的过电压波的陡度和幅值，限制故障电流上升率。直流电压和电流测量装置装设在直流母线和中性线及其他必要的位置，以满足计量、控制和保护系统的要求。电压源型直流输电换流站直流侧还装设各种开关设备供多种运行方式切换操作和设备检修之用。其中，对于双极对称接线和单极不对称接线的换流器，通常在一端换流站的接地极引线出口处，装设金属回路转换断路器和金属回路转换开关，用于双极对称方式和单极不对称方式、单极大地回线方式和金属回线方式的转换。中性线上还有低压高速开关，用来清除站内接地故障。换流站内中性点侧设置接地开关，与换流站的接地网相连，在双极对称运行方式下，当接地极及引线故障或检修时，将站内接地网作为电压源型直流输电系统的临时接地极，以提高系统的可用率。直流侧各种避雷器的设置根据系统绝缘配合研究的结果确定。另外，如果具体工程的直流输电线路要求采用直流融冰方式（见直流融冰技术），则直流侧电气接线应适应这一要求。（见电压源型直流输电直流电流测量装置、电压源型直流输电直流电压测量装置、电压源型直流输电换流站开关设备、电压源型直流输电换流站避雷器）

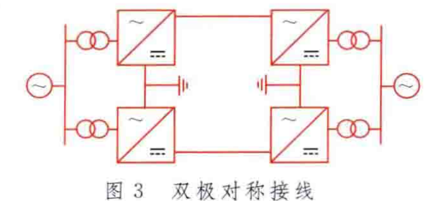


图 3 双极对称接线

dianyayuanxing zhiliu shudian kongzhi baohu shebei

电压源型直流输电控制保护设备　（control and protection equipment of VSC-HVDC）　电压源型直流输电换流站中用于控制保护的自动化设备。主要功能是实现电压源型直流输电系统中所有设备安全稳定正常运行，获得期望的电压、潮流等运行指标；在故障或者异常工况下迅速切除系统中故障或不正常的运行设备，保护设备安全，防止对系统造成损害或者干扰系统其他设备的正常工作，保证电压源型直流输电系统的安全运行。

见直流控制保护设备。

dianyayuanxing zhiliu shudian kuaisu fangdian zhuangzhi

电压源型直流输电快速放电装置　（fast discharge switch of VSC-HVDC）　将电压源型直流输电系统输送的能量在直流侧快速泄放的电气装置。电压源型直流输电快速放电装置一般由IGBT（绝缘栅双极型晶体管）器件、大功率放电电阻等组件构成，以直流线路过电压作为保护动作判定依据。

应用于风电并网等领域的电压源型直流输电系统，当受端交流系统发生故障时，换流器闭锁保护时间一般在100ms内。对送端风电场而言，风轮桨距角控制等机械调节时间以秒计，无法在100ms内减小风电机组出力，故受端交流系统发生故障后的短时间内，风电机组仍将继续对外输出功率，这将导致电压源型直流输电系统直流线路电压快速升高。

为避免直流过压损坏IGBT器件及子模块电容器等核心组件，需要在线路电压超过保护阈值后，起动电压源型直流输电快速放电装置，将风电机组输出能量以热能的形式在电阻上泄放；并根据风电机组低电压穿越及故障后重新投运的系统运行要求，整定放电电阻阻值及放电装置投切流程，从而维持故障期间电压源型直流输电线路电压稳定，以实现风电场的故障穿越。

dianyayuanxing zhiliu shudian zhiliu dianliu celiang zhuangzhi

电压源型直流输电直流电流测量装置　（VSC-HVDC current measurement device）　见直流电流测量装置。

dianyayuanxing zhiliu shudian zhiliu dianya celiang zhuangzhi

电压源型直流输电直流电压测量装置　（VSC-HVDC voltage measurement device）　见直流电压测量装置。

dianya zanjiang duanshi zhongduan he dianya bianhua kangraodu shiyan

电压暂降、短时中断和电压变化抗扰度试验（voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity tests）　为确定电气和电子设备的电源输入端口对供电网络中出现的电压暂降、短时中断和电压变化时的性能而设立的试验。电气和电子设备的运行会受到供电电源电压暂降、短时中断或电压变化的影响，这种影响作用于由外部电源网络供电的设备的交流或直流低电压电源端口。电压暂降、短时中断主要是由中低压交、直流配电系统的故障或负荷突然出现大的变化引起的，也可能会出现两次或多次连续的电压暂降或中断。供电中断主要因改变供电电源时（例如从发电机组切换到电池）机械式继电器开关的动作而引起。在短时中断情况下，低压供电网络会呈现“高阻抗”或“低阻抗”状态，前者是因为供电电源切换造成的，后者是因为清除供电母线上产生的过载或故障造成的。供电网络的负载出现显著变化时会引起电压变化，电池系统充放电时也会引起直流电压的变化。

试验等级　国际电工委员会（IEC）有关标准中规定：①电压暂降是指连接交、直流电源输入端口的供电系统中某一点电压突然下降，经历几毫秒到数秒的短暂持续期后又恢复正常；②短时中断是指供电系统中某一点的供电电压消失一段时间，一般不超过1min（电压跌幅不低于80%也可认为是中断）；③电压变化是指供电系统的电压逐渐变得高于或低于额定电压，变化的持续时间可长可短。

设备的额定工作电压（U_T）是规定电压试验等级的基准。

当设备有一个额定电压范围时，如果其范围不超过其低端电压值的 20%，则在该范围内可规定一个电压作为试验等级的基准（U_T）；否则应以下限电压和上限电压分别为基准。

应采用以下的电压试验等级（%U_T）：0%U_T（对应短时中断）、40%U_T 和 70%U_T（对应 60% 和 30% 的电压暂降）、80%U_T 和 120%U_T（对应±20%的电压变化）。

对直流电源端口，电压暂降、短时中断和电压变化优先采用的试验等级和持续时间分别见表 1、表 2 和表 3。

对交流电源端口，电压暂降、短时中断和电压变化优先采用的试验等级和持续时间分别见表 4、表 5 和表 6。

表 1　直流电源端口电压暂降试验等级和持续时间

试验项目	电压暂降
试验等级（%U_T）	40 和 70 或×
持续时间（s）	0.01　0.03　0.1　0.3　1　特定

表 2　直流电源端口短时中断试验等级和持续时间

试验项目	短时中断
试验条件	高阻抗或低阻抗
试验等级（%U_T）	0
持续时间（s）	0.001　0.003　0.01　0.03　0.1　0.3　1　特定

注：“高阻抗”或“低阻抗”状态是在电压中断期间，从受试设备看过去的试验发生器的输出阻抗。

表 3　直流电源端口电压变化试验等级和持续时间

试验项目	电压变化
试验等级（%U_T）	85 和 120 或 80 和 120 或×
持续时间（s）	0.1　0.3　1　3　10　特定

表 4　交流电源端口电压暂降试验等级和持续时间

类　别	1	2	3	×
电压暂降的试验等级（%U_T）和持续时间	根据设备要求依次进行	0%0.5T	0%0.5T	特定
		0%1T	0%1T	特定
		70%25T	40%10T	特定
			70%25T	特定
			80%250T	特定

注：1. 依据 GB/T 18039.4《电磁兼容环境工厂低频传导骚扰的兼容水平》附录 B 分类。
2. T 表示周期，下同。

表 5　交流电源端口短时中断试验等级和持续时间

类　别	1	2	3	×
短时中断的试验等级（%U_T）和持续时间	根据设备要求依次进行	0%，250T	0%，250T	特定

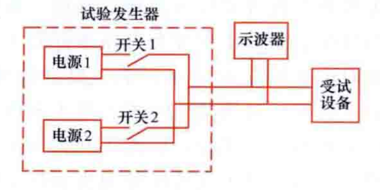
注：依据 GB/T 18039.4《电磁兼容 环境 工厂低频传导骚扰的兼容水平》附录 B 分类。

表 6　交流电源端口电压变化试验等级和持续时间

试验等级（%U_T）	70%	×
电压降低时间	突变	特定
降低后维持时间	1T	特定
电压恢复所需时间	25T	特定

表 1～表 6 中“×”是一个未定的开放等级。在每一个表中可以选择一个或多个试验等级和持续时间。如果受试设备进行短时中断试验，则不必在相同的持续时间进行其他等级的试验。除非当电压暂降低于 70%U_T 时会对设备的抗扰度性能造成影响。宜对表中的较短的持续时间，尤其是最短的持续时间进行试验，以确信受试设备仍能正常运行。

试验设备　试验发生器应能产生满足各试验要求的波形，其示意图如图所示。试验发生器应能持续工作，输出电压范围（U_0）满足短时中断、电压暂降和电压变化的输出电压要求，输出电压随负荷的变化（0～额定电流）不大于 5%，纹波含量不大于输出电压的 1%。发生器负载阻抗为 100Ω 时，输出电压变化的上升和下降时间在 1～50μs 之间、上过冲/下过冲的幅度小于电压变化的 10%。输出电流（稳态，I_0）最高到 25A。



试验发生器结构示意图

当试验发生器产生短时中断时以及运行在“低阻抗”时，应能吸收来自负载的冲击电流（如果发生）。当运行在“高阻抗”时，应能阻挡负载的反向冲击电流。在电压暂降和电压变化时，试验发生器应运行在“低阻抗”状态下。当系统的额定功率超过发生器容量时，应对单个的模块/子系统进行试验。当发生器运行在较高或较低的电压/电流时，必须保持其他性能（负载下的电压变化，电压变化的上升和下降时间等）。试验发生器稳定状态的功率/电流应至少比受试设备的功率/电流值大20%。

试验程序　按照图中以及运行条件将试验发生器与受试设备连接，根据试验内容和试验等级调整试验发生器进行试验。试验中应注意观察受试设备在试验时的运行情况变化。

电压暂降和短时中断　受试设备应按每一种选定的试验等级和持续时间组合，顺序进行三次电压暂降或短时中断试验，最小间隔 10s（两次试验之间的间隔）。在每种典型的运行方式下，都应当进行试验。短时中断试验时，试验发生器应设置在阻断来自负荷的反向电流（高阻抗）和吸收负载的反向冲击电流（低阻抗）两种情况下进行。交流电源端口应按照三相和单相等情况来分别进行试验。

电压变化　对受试设备进行每一种规定的电压变化，在最典型的运行方式下进行三次试验，试验之间的间隔为 10s。对于直流端口，受试设备应当进行连续电压变化试验以模拟电池充放电过程。

试验结果的评价　见电磁抗扰度试验。

试验报告　见电磁抗扰度试验。

dianyun xiaoying

电晕效应　（corona effect）　在高电压的作用下因导体表面电场强度升高而使导体周围的空气发生游离放电，伴随着电晕放电（见《电工技术基础卷》电晕放电）的气体电离、复合等过程，出现声、光、热等现象的放电效应。表现为发出“嘶嘶、啪啪”的声音、蓝色的晕光以及使周围气体温度升高等。输变电工程的电晕效应表现在无线电干扰、

可听噪声、电晕损失、静电感应和化学反应等方面。

无线电干扰　电晕会产生高频脉冲电流，其中还包含着许多高次谐波，会造成对无线电的干扰。（见交流输电线路无线电干扰、直流输电线路无线电干扰）

可听噪声　电晕会发出人可听到的噪声，对人们造成生理、心理上的影响。（见交流输电线路可听噪声、直流输电线路可听噪声）

电晕损失　电晕放电产生的带电离子往返运动以及光和无线电干扰等效应所消耗的能量。输电线路的电晕损失主要与导线表面电场强度和气象条件有关，导线结构和线路电压也对电晕损失有重要影响。根据对超高压线路电晕测量得知，好天气时线路电晕损失每千米约几千瓦，仅占线路电阻损失的很小一部分，而雨天和雪天的电晕损失有可能成百倍增加。虽然好天气的电晕损失和坏天气相比微不足道，但在整个运行期间，在时间上占的比例最大，从总能量消耗来看仍有一定的经济意义。

静电感应　在高电压的作用下带电导体表面会产生大量电荷，使附近对地绝缘较好的人或物体上感应出电荷。直流线路的电晕放电会使极导线之间和极导线与大地之间充满空间电荷，使线路附近对地绝缘较好的物体上积累电荷，其上的对地电压可达到数千伏。（见高电压静电感应）

化学反应　电晕放电会产生某些化学反应，如在空气中产生臭氧、一氧化氮和二氧化氮等。在高压试验室内，当导线发生电晕放电时，室内会充满臭氧特有的青草气味，证明了放电产生臭氧。美国和日本对导线电晕放电的臭氧生成问题进行了基础性试验，结果表明对环境没有影响。

dianzi shebei dianci pingbi

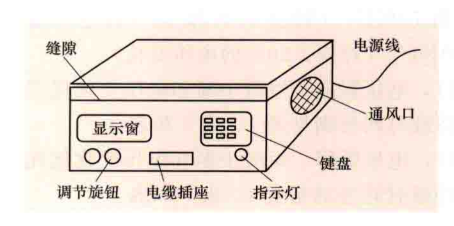
电子设备电磁屏蔽

（electromagnetic shielding of electronic devices）　用导电或导磁材料抑制通过空间传播的电磁骚扰对保护和控制等电子设备影响的电气技术措施。随着电压等级的提高和智能输变电技术的推广，大量保护和控制设备将处于恶劣的电磁环境中。因此，需要对保护和控制等二次设备采取适当的电磁屏蔽措施。屏蔽是用来封闭耦合路径的一种电磁阻挡层，它是电子设备抗辐射干扰的最有效的措施。屏蔽体的性能是以屏蔽效能来衡量的，屏蔽效能越大效果越好。一个好的屏蔽体取决于屏蔽完整性，而完整的屏蔽体又取决于结构和材料。

屏蔽效能的分类　场强衰减在0～10dB时屏蔽效能很小，可以认为没有屏蔽；场强衰减在10～30dB时有简单的最低程度的屏蔽；场强衰减在30～60dB时为一般屏蔽，可以抑制中等程度的电磁骚扰；场强衰减在60～90dB时可以抑制较严重的电磁骚扰；场强衰减在90～120dB时将达到非常好的屏蔽效果，但对屏蔽体设计和制作均有极高的要求。具体应达到多高的屏蔽效能，需综合考虑潜在的电磁骚扰水平与敏感设备的抗扰度水平。

二次设备的电磁屏蔽主要通过其金属外壳来实现。金属材料良好的导电性能使得其对电场和电磁波有很高的屏蔽效能。1mm厚金属板便可对低频电场和高频电磁波提供60dB以上的屏蔽效能。因此，从金属壳穿透的电磁能量通常可以忽略不计。不导磁的金属材料对恒定和低频磁场基本没有屏蔽效果，屏蔽恒定和低频磁场需选用铁、镍钢或坡莫合金等高导磁材料。

屏蔽完整性　实际中完全连续且均匀的屏蔽体是不存在的，因为二次设备通常总是有电源线、控制线、信号线等穿入和引出；电子设备的通风、调节、操作等也需在屏蔽体上开孔；屏蔽体是多面体和架子的组合，需要搭接、有缝有门，如图所示。所有这些因素均降低了屏蔽体的屏蔽效能。妥善解决孔、缝的电磁泄漏问题是二次设备电磁屏蔽设计的关键。



实际屏蔽机箱示意图

屏蔽的实施　为了提高总的屏蔽效能，需要采取许多技术措施：①加大接缝上的螺钉密度，将铆接改为焊接或加装电磁干扰衬垫，使许多间隙点达到紧密的接触而保持屏蔽的连续。②电缆屏蔽层与设备屏蔽壳之间实施360°的无缝连接。③电气衬垫应放置在螺钉的内侧，不能放在螺钉的外侧，以免电磁骚扰通过螺钉的穿孔进入屏蔽体内部。④通风口加金属屏蔽网、孔阵金属板或蜂窝状截止波导管。⑤在金属板上开通风孔时，应尽量开多个圆形小孔，而不是单一的大孔或其他形状的孔。⑥表头、开关和指示灯背面加屏蔽层。⑦导线经穿心电容（具有滤波功能的空心管）、信号线经插针式滤波器引入设备内部。⑧电子设备门的交联用软金属导体互联，门的边框用导电合成橡胶或铜簧片弹性密封，面板可用透明的玻璃经导电薄膜粘贴在表面并与机箱相连，用导电胶（含银的环氧树脂）作为不同金属体的连接。⑨对于非永久接缝，可以采用导电润滑脂（银与硅的粘糊状体）涂在非永久性连接的地方以提高导电效果。总之，有输入输出引线和开孔安装部件的地方都需加屏蔽层或滤波，不连续的地方都要加电磁干扰衬垫和导电材料，且固定在原屏蔽金属面上保证屏蔽层的连续性以提高电子设备的总屏蔽效能。对屏蔽要求更高的电子设备可以采取双层屏蔽的方法。

具有较强干扰源的器件如隔离变压器、电源滤波器等在安装时也需安装在屏蔽金属面上或安装在屏蔽小室中，且输入输出线必须分开走线，防止干扰信号跨过他们通过输入、输出线间的耦合而引入设备内部。

对于电子设备内部某些敏感的电路和器件，为减少电磁干扰的影响，也常常利用屏蔽壳或屏蔽罩的方法将敏感电路和器件或干扰源电路独立屏蔽起来。电子设备之间的连线或电子设备内电路之间的连线也常常利用屏蔽电缆连接以减小电磁干扰的耦合。电子设备的屏蔽体内有磁敏感元件时，则应使磁敏感元件与屏蔽体内壁留有一定的间隙。

dianzi shebei geli

电子设备隔离

（electrical isolation of electronic devices）

为了阻断电路中干扰信号的传导，同时允许有用信号正常耦合传递而采取的电气隔断或分离措施。这里的电气隔断或分离是指将原来由金属导体直接相连的两部分电路或系统断开，有用信号以其他形式传递。常见的隔离类型有机械隔离、电磁隔离和光电隔离。

机械隔离　采用电气-机械相结合实现隔离的方法。如继电器将线圈回路和触头控制回路隔离开来，成为两个电路参数不相关联的回路。机械隔离主要用于各种控制系统。

电磁隔离　采用电磁感应原理实现两个电路中差模信号的耦合与有效传输，同时阻断共模骚扰信号的传输。比如隔离变压器，将原来的导体断开以隔离接地环路，有用信号通过磁场耦合正常传递，而依赖接地系统传输的共模骚扰信号得到了有效抑制。当频率较高时，隔离变压器一次和二次之间的分布电容会降低接地环流的阻抗，使共模骚扰电流增大。一般来说，隔离变压器只适用于低频电路，如电源系统。

光电隔离　采用光电耦合器实现两个电路有用信号的耦合与有效传输，同时通过阻断电气连接而使共模骚扰信号无法传输。光电隔离主要用于信号回路，在电子设备中应用广泛。光电耦合器输入电路的信号电流驱动发光二极管发出强弱随电流变化的光，输出电路的光电三极管再将接收的光信号转换成相应的电流信号，从而实现了电路间的信号传输。通常发光二极管和光电三极管封装在一起，构成一个光电耦合器。由于光电耦合器中电流与发光强度的线性关系较差，传输模拟信号时会产生较大的失真，所以主要应用于数字信号传输。此外，应用光纤传输系统可以有效地抑制地电位差等电磁骚扰的影响，适合于需要测量高压线路和设备电气参量的电力系统二次设备，因此电子设备中广泛采用光纤传输系统传输数据和控制信号等。

dianzi shebei jiedi

电子设备接地

(grounding/earthing of electronic devices)　电子设备因工作、安全和抗干扰等需要所采取的与大地、设备外壳或特定电路节点相连接的措施。对电子设备而言，通常所说的“地”实际上有两种，即“大地”和“参考地”(或称工作地、信号地，在数字信号电路中也称逻辑地)。从物理概念上讲，参考地只是一个共同的电位参考点，相对于它可以测出电路上各节点的节点电压。在电子线路中，参考地即所有电流回路的公共点或公共回线，它可以具有大地电位（零电位），也可以不具有大地电位。参考地是否需要与大地连接或如何连接，取决于安全和抗干扰的需要。电子设备的接地方式是指电子设备的参考地与接地系统相连接的方式，也即工作接地的方式，包括悬浮地、单点接地、多点接地以及单点与多点接地的组合。为防止因绝缘故障引起的设备外壳带电，电子设备的金属外壳也应接地，即保护接地。电子设备的参考地与其外壳的连接方式也影响设备的抗扰度。有些电子设备的参考地往往在设备内部就与其机箱接在一起，这种情况下，工作接地与保护接地已不可分。从安全需要，接地就是将外壳以最短连线与附近的接地母线相连，并相应采取适当的抗干扰措施。但有些电子设备，其参考地与外壳电气上未连接，为提高其电磁抗扰度，可将其参考地、外壳首先接入各自的接地母线，然后通过专用接地引下线，在共同的接地点（通常是埋于地面下的接地极）相连。(见建筑物接地系统)

悬浮地　设备的参考地在电气上与接地系统绝缘，如图1所示。其目的是使参考地仅作为一个完全独立的电位参考点，从而避免接地回路可能引入的共阻抗干扰和地环干扰。然而悬浮地的设备易产生静电积累，当电荷积累到一定程度时，可能会发生静电放电；在雷击情况下，由于静电感应可能发生机箱与电路之间的放电；在设备电源出现故障时，由于没有放电回路可能使故障扩大或对人体放电。悬浮地只可用于音频和低频系统，为泄放静电电荷，可将参考地经1MΩ的电阻接地。

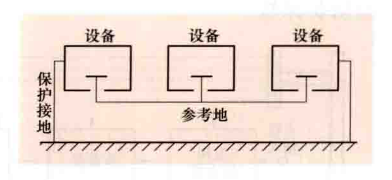


图1　悬浮地

单点接地　将各设备需要接地的点先以辐射状结构集中连接在一个电位参考点上，然后再把该参考点与接地系统相接，如图2所示。接地为电路上积累的静电电荷提供一个放电通路，避免对人电击或设备内部放电。而采用辐射状的只在一点接地，则可避免地线回路电流在设备之间产生的电位差，从而避免共阻抗干扰（见传导耦合）。当设备机箱与电子线路之间绝缘时，应将机箱与电子线路的参考地分别接入接地系统同一点上。如机箱也就是电子线路的电位参考点，应将机箱与机架绝缘，再一点接大地。

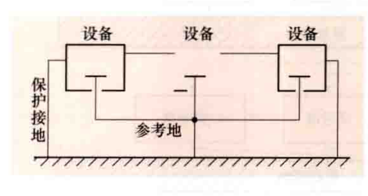


图2　单点接地

多点接地　在设备的电子系统至大地系统之间有多条导电通路或某部件的电路有多条接地线与部件的一个电位参考点相连接的接地方式，即设备之间（或电路之间）任何两点上都存在几条并联的接地通路，如图3所示。当系统的工作频率很高，以至工作频率的波长可与参考地的尺寸或接地线的长度相比拟时，则需多点接地。采用多点接地措施后，可以显著地减小参考地/接地线上可能出现的高频驻波现象。当导线长度每超过最高频率对应波长的1/8时，多点接地就需要与一个电位参考点连接。每个这样的电位参考点上的干扰仅限制在本电位参考点上不会耦合到其他电位参考点上。这种接地方法是高频设备唯一有效的接地方法。

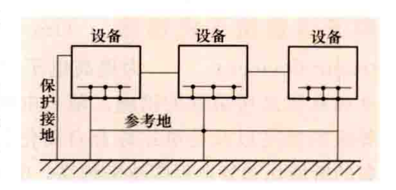


图3　多点接地的基本形式

接地方式的选择　电子设备接地的方式应依据设备供应商提出的要求选择。通常，设备内部的部件和电路是采用单点（低频电路）和多点（高频电路）接地的混合方式，设备对大地采用单点接地的方式，如图4所示。上述原则也适用于由若干设备组成的一个系统。

接地线与接地点　主干接地线应带有绝缘层，导线的最小截面面积应满足 $S=0.85L$，S 为接地线横截面面积，mm^2；L 为电缆的长度，m。如果接地电缆较长且在建筑物内穿越，接地电缆应有屏蔽层或将接地电缆穿入钢管内。接地线应就近接在设备公共电位参考点上，以便将干扰信号以最短路径通过大地释放。接地线搭接处搭接面积应足够大，搭接时应采用同类材料且表面经防氧化处理的压接头压接连接，以减小接触电阻，抑制电磁干扰的影响。为保证搭接的可靠且不受潮气、电解质等浸入搭接头表面，可对搭接头进

行防护涂覆。

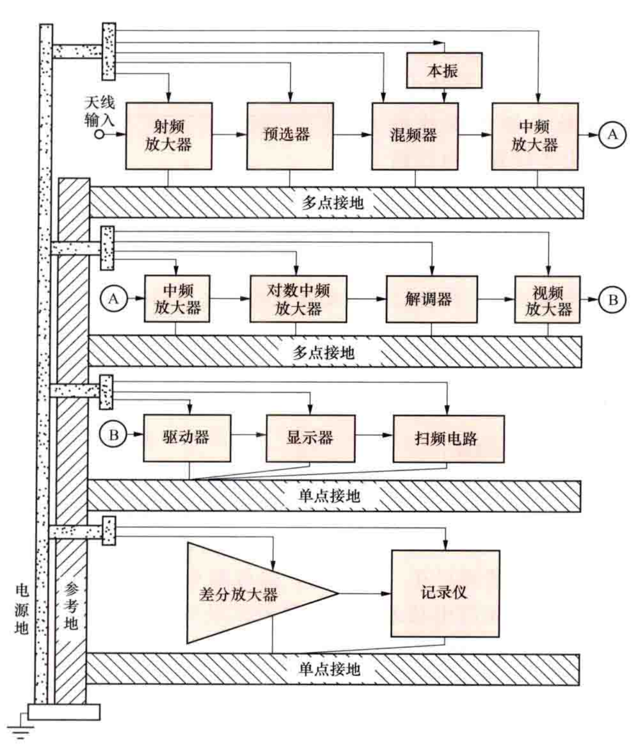


图4 电子设备的混合接地

dianzi shebei kangganrao cuoshi

电子设备抗干扰措施 (immunity measures of electronic devices) 为提高电子设备在所处电磁环境中的电磁抗扰度所采取的措施。随着电网规模的扩大、输送电压等级的提高以及变电站综合自动化技术的不断进步，电子设备的智能化和复杂程度越来越高，电子设备所处的电磁环境更加恶劣。电力系统中由于运行方式的改变、短路故障、自然雷电、开关操作等引起的电磁骚扰，可能会引起电子设备及其系统的误动、误报、误调或损坏，给电力系统带来巨大的损失。

电子设备受到的电磁骚扰按其传播途径可分为传导骚扰和电磁场骚扰。传导骚扰可通过电源线、信号线甚至地线等传导耦合传入电子设备。电磁场骚扰在近场范围内通过容性耦合和感性耦合，在远场范围内则通过辐射耦合以电磁波形式从空间传播到电子设备。采取的抗干扰措施可以从抑制电磁骚扰源、切断电磁骚扰耦合途径、提高电磁敏感设备的电磁抗扰度等方面着手。具体的做法有电磁屏蔽（见电子设备电磁屏蔽）、接地（见电子设备接地）、滤波（见电子设备滤波）、隔离（见电子设备隔离）、限幅、合理的布线和设备布置、选择合适的器件和材料、采用抗干扰的电路和工作状态以及应用抗干扰软件技术等。其中，正确的接地、装设电源与信号线滤波器以及共模干扰抑制器、浪涌抑制器等可抑制电磁骚扰源；妥善的电磁屏蔽、利用隔离变压器、光耦合器等可以切断电磁骚扰耦合的途径；选用合适的器件和材料、采用抗干扰的电路和工作状态、应用软件的滤波、相关判断、自校验、纠错等技术可提高电子设备的电磁抗扰度。

电子设备常常不只采用一种抗干扰技术，而是采用多种技术相结合的综合措施才能奏效。通常需经过计算分析和电磁抗扰度试验并根据实际情况确定最经济有效的抗干扰措施。

dianzi shebei langyong baohu

电子设备浪涌保护 (surge protection of electronic devices) 针对高幅值的瞬态电磁骚扰，采用阻挡或分流的方法抑制电磁骚扰的保护措施。浪涌保护的目的是限制瞬态电磁骚扰的幅值，采用的器件称为浪涌保护器。

浪涌保护器 通常可分为电压开关型、限压型和组合型三类。

电压开关型 在无浪涌时呈现高阻抗，当出现电压浪涌时突变为低阻抗。通常采用放电间隙、气体放电管、晶闸管和三端双向晶闸管元件。

气体放电管（GT）是一种密封于放电介质中的一个或多个放电间隙，用以保护设备和操作人员免遭瞬间高电压冲击的浪涌保护器件，简称放电管。放电管的基本工作原理是气体放电。当极间的电场强度超过气体的击穿强度时，就引起间隙放电，且被电离的气体产生一个从线路到大地的低阻通道来旁路浪涌电流从而限制了极间的电压，使与放电管并联的其他器件得到保护。气体放电管有两个主要的缺点：①它的动作时间长，不能用于快上升沿的浪涌抑制；②浪涌过后，放电管仍保持导通状态，结果会从正常电源产生一个大电流。可使用快速动作断路器或在线路中串上一个熔断器来预防这种情况的发生。放电管有限的工作寿命取决于通过它的浪涌的最多次数。因为它的大电流耐受能力，气体放电管可被用于交流电力配电线路和电信线路，作为雷电和其他大能量浪涌或暂态避雷器。因为它们的高截止电压和在直流下的不可复原性，这些装置不适合用在电路板中。

限压型 这种浪涌保护器在无浪涌时呈现高阻抗，但随浪涌电流和电压的增加其阻抗会不断减小。常见器件有金属氧化物限压器电阻和瞬态电压抑制器（transient voltage suppressor，TVS）。

(1) 金属氧化物限压器。在一定温度下，其导电性随电压的增加而急速增强的元件。最常见的压敏电阻是金属氧化物限压器（metal oxide varistor，MOV），其中氧化锌压敏电阻是一种以氧化锌为主要成分的金属氧化物半导体非线性电阻，在防雷击设备中得到广泛应用。氧化锌压敏电阻的最大缺点是它的固有电容较大，不能用于高频通路上。由于氧化锌压敏电阻具有较大的通流容量，在工频交流和直流电路中放电后无续流，因此被广泛应用于电源系统的一次、二次侧保护。另外，也可应用于频率不高的信号保护中。金属氧化物限压器应用电路及其伏安特性如图1所示。

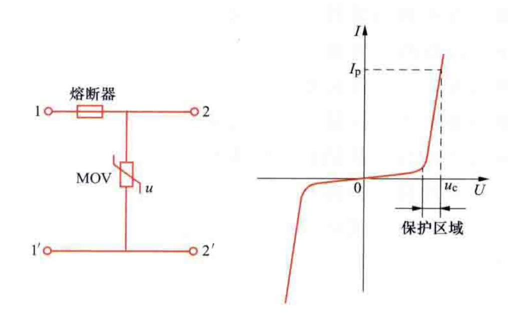


图1 压敏电阻应用电路及其伏安特性

(2) TVS。又称瞬态抑制二极管，是在稳压二极管工艺基础上发展起来的专门用于浪涌保护的器件。正常工作时TVS在电路中处于反向截止状态，此时它不影响电路的功能。当电路中出现大幅度的瞬态骚扰电压时，

TVS在规定的反向应用条件下，在极短的时间内（ps级）迅速转入反向导通状态，并将电路的电压钳位在所要求的安全数值上，从而有效地保护电子线路。瞬态骚扰电压过去后，TVS又转入反向截止状态。由于在反向导通时，其钳位电压低于电路中其他器件的最高耐压，因此起到了对其他电路的保护作用。TVS根据极性可分为单向TVS和双向TVS。单向TVS适用于直流电路，双向TVS管适用于交流电路。TVS具有响应时间短、寿命长和使用方便等优点，但其通流容量较小，因此一般不宜用于电源等的初级和次级保护主要用于多级保护的末端，或用于对信号和数据线的保护。

组合型　由电压开关型和限压型组合而成的浪涌保护器，可以显示为电压开关型或限压型或这两者都有的特性。浪涌保护器与被保护电子设备之间的距离和负载的性质都对保护效果有影响。由于可能存在大量浪涌波形（例如大能量持续时间长的浪涌或低能量快速上升脉冲），因此在实际应用中要将一个以上的浪涌保护器组合使用。GT作为第一级可有效抑制高能高压更长持续时间的浪涌；MOV可有效抑制普通浪涌；TVS能有效抑制快速上升的电压脉冲。一个典型的组合型浪涌保护器电路示于图2。电阻 R_S 和电感 L_S 将两个装置在电气上隔离开，由此气体放电管或压敏电阻可以建立充足的电压来激发并吸收最大暂态能量。然后TVS钳制未被GT或MOV吸收的快速上升的电压脉冲。

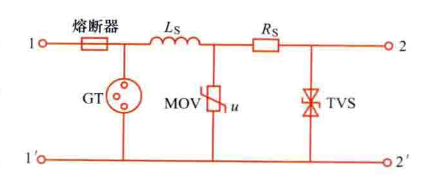


图2　组合型浪涌保护器电路

在设计浪涌保护电路中，还有两个问题必须注意：①保护电路对系统的影响，即保护电路的响应时间及寄生电容。上面所讨论的保护电路对于电源电路、工作频率较低的电路都比较容易满足要求，但对于工作频率高的电路则比较难满足要求，这是由于放电管的响应时间慢，二极管和压敏电阻的寄生电容又较大的缘故。②强辐射对保护器件及保护电路本身造成的损伤，这将会降低保护的效果，甚至导致失败。因此在使用电源保护电路时，必须注意避免直接受到强辐射，同时要设法提高其抗辐射能力。

dianzi shebei lübo

电子设备滤波

（filter of electronic devices）　应用滤波器实现信号选择和干扰抑制的电气技术措施。它允许某些频率成分的信号（工作信号）通过，而对其他频率成分（干扰信号）加以抑制。为实施有效的滤波，首先要测量或分析电源线或信号线的干扰水平，并与电磁兼容的标准进行比较。其次要选择对超标的幅值和频带有抑制作用的阻抗网络构成滤波器。在信号线滤波时，为使传输的信号损耗小，应尽量使信号源阻抗、滤波器阻抗和负载阻抗匹配。在电源线滤波时，为抑制传输的干扰信号，应尽量使电源阻抗、滤波器阻抗和负载阻抗不匹配。滤波器的滤波性能是以频率特性来衡量的。

频率特性　滤波器对不同频率成分的响应特性，即滤波器对不同频率成分的插入损耗。在滤波器插入到信号源与负载之间前后，负载测得的信号源输出电压分别为 E_1 和 E_2。插入损耗为 20lg（E_1/E_2）。

滤波器种类　一般分电源滤波器、信号滤波器和共模干扰抑制器三种形式。

电源滤波器　用于抑制电源线传导干扰的滤波器。它属于低通滤波器，通频带为50Hz或400Hz。用于抑制电源线上的共模干扰和差模干扰。电源滤波器一般安装在设备的金属外壳上，应可靠接地，并保证接地线尽可能短。电源滤波器的输入线与输出线应尽量远离，以防干扰耦合而降低滤波效果。

信号滤波器　用于抑制信号线传导干扰的滤波器。其目的是去除不需要的信号分量，同时允许有用信号不失真地通过。信号滤波器一般装设在屏蔽壳体穿线处、设备内部数字电路与模拟电路或强信号与弱信号之间、电缆进线处等。

共模干扰抑制器　通过增大地回路中连线的阻抗以减小干扰电流从而达到抑制共模干扰作用的元件。抑制共模干扰的典型做法有隔离公共回路和吸收共模信号两种。隔离公共回路的有效方法主要有：在低频信号回路中采用隔离变压器、将信号或负载的参考点浮地（不接地）、在数据回路中使用光耦合器等。吸收共模信号的有效方法主要是在高频电路中采用有损耗的高导磁铁氧体磁环或磁珠等，这类元件称共模干扰抑制器。

duanluqi

断路器

（circuit breaker）　能承载、关合和开断线路以及各种电气设备的空载和正常运行电流；也能在系统发生故障时，与继电保护配合，在规定时间内承载、关合和开断规定的故障电流（如短路电流）的开关设备。断路器是电力系统的保护和操作的重要电气装置。

基本原理和结构　断路器的结构复杂，型式各异，但基本上均由导电主回路、灭弧室、操动机构和绝缘支撑件等部分组成：①导电主回路通过动触头、静触头的接触与分离实现电路的接通与隔离；②灭弧室使电路分断过程中产生的电弧在密闭小室的高压力下于数十毫秒内快速熄灭，切断电路；③操动机构通过若干机械环节使动触头按指定的方式和速度运动，实现电路的开断与关合；④绝缘支撑件通过绝缘支柱实现对地的电气隔离。

主要分类　按灭弧介质和绝缘介质的不同，断路器可分为少油断路器、真空断路器和六氟化硫断路器等。此外，在断路器的发展过程中还出现过多油式、空气式、磁吹式、水断路器等。按相数多少的不同，断路器又可分为三相式和单相式。

少油断路器　用变压器油或专用断路器油作灭弧介质，对地绝缘采用支持瓷柱的断路器。少油断路器的用油量较多油断路器的大为减少，但少油断路器的电寿命较短，在额定短路开断电流下的连续开断能力仅为数次。少油断路器处于淘汰状态，已很少生产。

真空断路器　以真空作为断口绝缘和灭弧介质的断路器。真空断路器的开断能力强，操作功率小，电寿命长，适用于频繁操作，但开断小电感电流时常产生过电压。真空断路器最高电压为126kV，中国在3～72kV电压等级运用很广泛。

六氟化硫断路器　以 SF_6 气体作为灭弧介质兼作绝缘介质的断路器，通流能力和开断能力强，断口电压高，电寿命

较强。在126kV以上的电压等级中，几乎全部采用六氟化硫断路器。

多油断路器　以变压器油或专用断路器油作为绝缘介质和灭弧介质的断路器。多油断路器的用油量随电压等级的升高而剧增，12kV级的用油量为数十千克，252kV级的用油量可超过40t。多油断路器容易导致火灾，运输和检修不便，动作特性差。从20世纪50年代起就逐渐被淘汰。

空气断路器　以压缩空气作为灭弧介质和绝缘介质的断路器。空气断路器开断能力强，动作迅速，能适应低温地区的户外条件。但它的噪声大，零件多，加工复杂，造价高，可靠性较差，已逐渐被淘汰。

磁吹断路器　以开断电流自身形成的磁场协助灭弧的断路器。磁吹断路器的开断能力较小，额定电压较低，价格较贵，但电寿命长，只适用于要求频繁操作而又能免除火灾危险的地区，一般仅在低电压等级配电网中使用。

水断路器　以蒸馏水作为灭弧介质和绝缘介质的断路器，其开断能力较小，介质容易变质，未能得到发展，适用电压限于12～40.5kV。

主要技术参数　包括额定电压、额定电流、额定短路开断电流、额定短路关合电流、额定短时耐受电流、额定峰值耐受电流。

额定电压　断路器在正常情况下工作的电压，至少应等于断路器安装处系统的最高运行电压。

额定电流　额定环境条件和额定电压下，断路器长期连续工作时的允许电流。应适应于运行中可能出现的任何负载电流。

额定短路开断电流　在规定的使用和性能条件下，断路器所能开断的最大短路电流，又称额定短时耐受电流，热稳定电池，其值应不小于系统中可能出现的最大短路电流。

额定峰值耐受电流　在规定的使用和性能条件下，断路器在合闸位置能够承载的额定短时耐受电流第一个大半波的电流峰值，又称额定短路关合电流，动稳定电流。其值应不小于使用地点预期短路电流的最大峰值。

历史及发展趋势　在1950年以前，电力系统中使用的断路器以多油断路器为主，其开断能力达20kA，126kV级的多油断路器为双断口。在1965年以前，以少油断路器和空气断路器为主，其开断能力达26.5kA，126kV级的为单断口。在1980年以前，以少油、空气、六氟化硫断路器为主，其开断能力达40～50kA，252kV级的为单断口。此后，六氟化硫断路器及其组合体——气体绝缘全属封闭开关设备(GIS)飞速发展，在电力系统中得到广泛应用。在126kV以上的电压等级中几乎全部采用六氟化硫断路器，中国GIS断路器达到的水平是：电压等级达1100kV，开断能力达63kA。

duanluqi caodong jigou

断路器操动机构　(circuit breaker operating mechanism)

使断路器触头按指定操作顺序和方式实现接触与脱离的机构。包含动力、主动、传动、缓冲几个组成部分。操动动力来自人力储能或电气储能，然后将其转变为电磁力、弹簧力、重锤力、气体或液体的压力等，以实现断路器的操作，由此形成手力操动式、电磁式、弹簧储能式、气动式以及液压式操动机构。当前真空断路器配用了多种永磁式机构；SF_6断路器配用了液压-蝶簧机构，大幅度提高了断路器的性能和机械寿命。各类操动机构的特性如表所示。

各类操动机构的特性

型式	优　点	缺　点	备　注
手力操动式	结构简单，价廉，简便	出力小，就地操作时不利于人身安全，不能远方操作，不能自动操作	低压、小容量断路器用
弹簧储能式	要求的电源容量小，交、直流电源均可用，失电时仍能操作一次	结构较复杂，零部件加工精度要求高，操作功近千焦	是中小型断路器的发展方向
电磁式	结构简单，价廉	需要大功率直流电源，动作速度较低，材料消耗多，操作功数百焦	用于126kV及以下的断路器
气动式	不需要大功率直流电源，失电后仍能完成一定次数的操作	需要空气压缩机装置及空气压缩系统，检修、维护、运行均较麻烦，噪声大，操作功达数千焦	适用于126～252kV或更高电压等级的断路器
液压式	需要直流电源，失电后仍能操作一定次数，操作功大，动作快，操作平稳	加工精度要求高，价格较贵	适用于超高压大容量断路器
永磁式	只需交流电源，机件少，结构简单、寿命长、可靠性高	永磁铁控制器加工要求高	适用于12～40.5kV小容量断路器

操动机构的功能　断路器操动机构能实现合闸、保持合闸、分闸、防止跳跃、缓冲和连锁等功能。

合闸　断路器操动机构实现合闸，应能克服额定短路关合电流峰值产生的电动阻力。在数十千安的关合电流下，电动阻力可达数千牛。合闸体系应保证在允许的最低电（液、气）压下能顺利关合到位；在允许的最高电（液、气）压下不致形成过大的冲击力而损坏元件。手力操动时采取储能方式而不直接合闸，更能保证人身安全。在合闸过程中又接到分闸信号时，断路器本身应能自动合闸到位，然后再开始分闸动作，以保证其额定开断能力。

保持合闸　合闸命令的持续时间是有限的，操作功的释放时间也很短，因此操动机构本身应在合闸到位后能自行保持在合闸位置。对液压操动机构要防止在运行中因失压而造成慢分闸。

分闸　分闸不仅能自动遥控和就地电控，还要能就地手动分闸。分闸动作的完成与下达分闸命令时间的长短无关。分闸要求尽量迅速、可靠，当接到分闸命令后，三相能一起动作，因为非全相动作可能导致变压器中性点电压急剧升高而造成严重事故。

为了减少分闸信号的起动能，在操动机构中设有分闸省力机构。图1是一种常用的四连杆机构电磁式操动机构。合闸位置时，连杆1、2的中轴线并未处在同一条直线上，其间有一个很小的夹角α。因此，连杆2施加给连杆1的力被止钉所平衡，连杆2的位置得以保持定位，轴Ⅲ也被定位，

连杆3无法转动，连杆4也静止不动，整个体系处于平衡位置。一旦分闸电磁铁带电，连杆8上移，撞击轴Ⅱ，使上移超过连杆1、2的中轴连线，连杆1、2的位置上移，轴Ⅳ往右移，连杆3向逆时针方向转动，连杆4右移，轴Ⅳ从鞍形连杆7上滑落，连杆5落下，连接断路器的传动主轴Ⅰ也向逆时针方向旋转，断路器完成分闸动作。

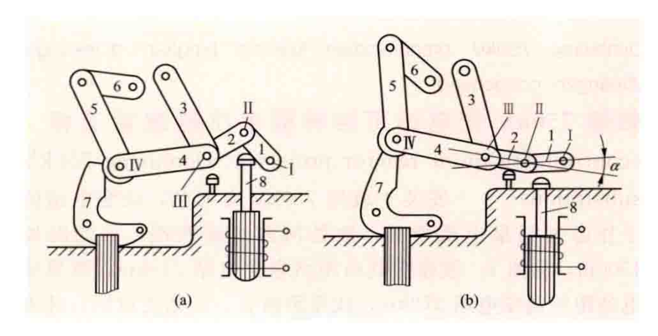


图1　一种四连杆结构的电磁式操动机构

(a) 分闸过程中的位置；(b) 保持合闸位置

1～7—连杆；8—分闸杆；Ⅰ～Ⅳ—轴

此外，分（合）闸还需要有一套变直机械体系，它能使操作力形成的主轴旋转动作变换为动触头的直线运动。

防止跳跃　当断路器关合有预伏的短路故障电流时，不论操动机构有无自由脱扣体系，断路器都要求能自动分闸。此时，如合闸命令还未及时解除，则分闸后又将再度合闸，合后再分，合分不止，谓之跳跃。断路器发生跳跃时，触头将连续多次合、分短路电流，可能被严重烧伤，甚至因灭弧能力恶化，开断失败，致使断路器爆炸。因此，对所有自动控制的断路器均要求具有防止跳跃功能。防止跳跃的措施既可从机械系统得到保证，也可从电气控制回路中予以实现。前者效果最好，但实现较困难；后者比较容易实现，但可靠性较差。

缓冲　动触头在高速分、合运动到位后要立即停下来，多余的动能靠缓冲器吸收，常用的分、合闸缓冲器有弹簧式、油式、橡皮和空气式等。

连锁　操动机构通常所具有的连锁功能是：分、合闸位置的相互连锁；低气（液）压与高气（液）压闭锁；弹簧操动机构中弹簧状态与分、合动作的闭锁；断路器与相应隔离开关位置和动作之间的连锁；断路器、隔离开关的操作与预定的安全措施、手段之间的连锁。防止跳跃、防止慢分也是一种连锁功能。

气动式操动机构　其基本结构是阀。因阀的结构不同，又有盘式阀和柱形阀之分。因阀的用途不同，又有起动阀、中间阀和工作阀之分。根据控制方式不同，又可将阀分为机械控制式和气动控制式。气动的作用方式又分为直接动作式、差动式和平衡式等。图2为一种气动式操动机构的原理图，其连杆部分与图1所示的电磁式操动机构的相同，仅将图1中的合闸线圈与铁芯换成图2中的工作气缸与活塞，其余部分如图1所示。

液压式操动机构　常用的液压式操动机构为储能式，操作力大，动作速度快。图3是一种简易型液压式操动机构原理图，它采用差动式工作缸，由液体通过连杆混合传动。图中的机构处于分闸状态，主控阀5关闭，工作缸左侧接高压，右侧接低压，活塞维持在右边。

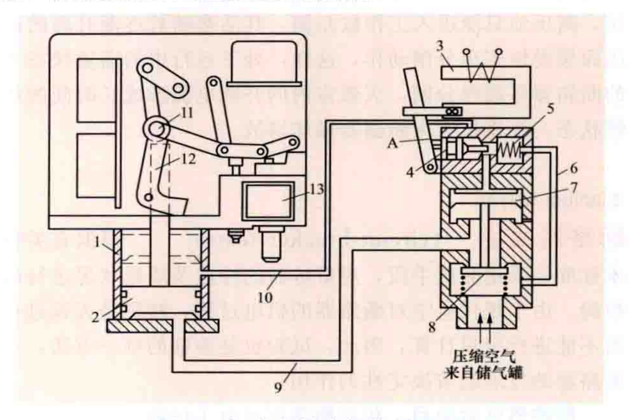


图2　气动式操动机构原理图

1—工作气缸；2—活塞；3—合闸电磁铁；4—顶杆；5—起动阀；6—管道；7—活塞；8—工作阀；9、10—管道；11—滚轮；12—鞍形连杆；13—分闸电磁铁

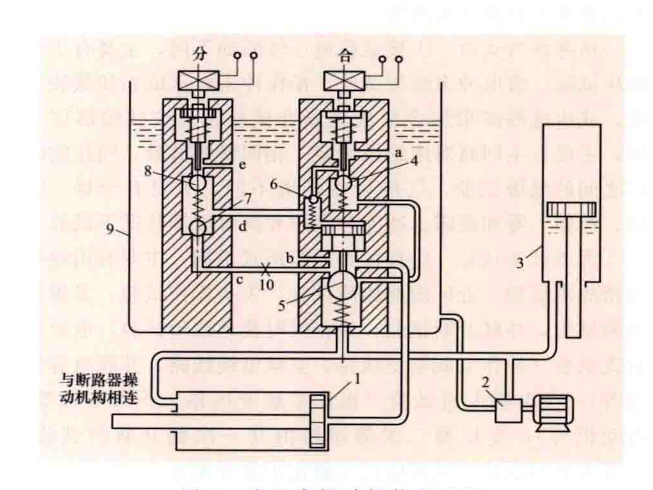


图3　液压式操动机构原理图

1—工作缸；2—油泵；3—储压器；4—合闸控制阀；5—主控阀；6、7—逆止阀；8—分闸控制阀；9—油箱；10—节流孔；a、b、e—小孔；c、d—小管

合闸过程　合闸电磁铁受电后，合闸控制阀4动作，关闭了通向低压油箱的小孔a，打开阀4使高压油进入逆止阀6，使之开启。高压油经阀6分为两路：一路通向主控阀5的活塞上方，使活塞动作，顶开钢球，同时关闭通向低压油箱的小孔b，高压油经阀5进入工作缸1的右侧，推动活塞向左实现合闸；另一路高压油通过逆止阀6及管d进入分闸控制阀8使之闭锁。

当合闸电磁铁断电后，阀4及6关闭，主控阀5依靠节流孔10、小管c、逆止阀7、小管d进来的高压油使其活塞及钢球维持在开启位置，工作缸及断路器维持在合闸状态。

分闸过程　分闸电磁铁受电后，打开分闸控制阀8，主控阀5活塞上方的高压油经由小管d与孔e泄放，主控阀关闭。工作缸右侧高压油经小孔b流入油箱。此时，活塞左侧为高压油，活塞被推向右侧，实现分闸动作。

这种差动式工作缸机构存在着慢分的缺点。当机构处于合闸状态时，由于某种原因，油系统失压，主控阀5的活塞上方的维持油压也逐渐下降，致使主控阀5的钢球在弹簧作用下自动闭合。这时，工作缸两侧都没有高压油，断路器在

合闸位置，于是油泵将自行起动增加油压。由于主控阀5关闭，高压油只能进入工作缸左侧，其活塞随着逐渐升高的油压而缓慢地实现分闸动作，这样，处于运行中的通流状态下的断路器将缓慢分闸，灭弧室内的开断电弧形成长时间的炽燃状态，终将扩大为断路器爆炸事故。

duanluqi shiyan

断路器试验 (circuit breaker tests) 根据有关技术标准，采用测试手段，对断路器的性能及质量状况进行的检验。由于现代科学对断路器的机电过程，特别是灭弧过程尚不能进行定量计算，因此，试验也是验证的唯一方法，对断路器的发展起着决定性的作用。

断路器试验项目 包括断路器导电主回路试验、绝缘结构试验、灭弧性能试验、操动特性试验以及对大气环境的适应能力试验等。

导电主回路试验 主要有短时和峰值耐受电流试验、温升试验和主回路电阻测量。

绝缘结构试验 ①按试验电压性质的不同，主要有工频耐压试验，雷电冲击耐压试验，操作冲击耐压试验和截波试验，或由这些波形组合而成的复合试验。②按试验部位不同，主要有主回路对地绝缘试验，相间绝缘试验，同相的断口之间的绝缘试验。③按自然环境不同，主要有干燥、淋雨、污秽、雾和凝露、冰冻、湿热和高海拔等状况下试验。

灭弧性能试验 ①按短路故障形式不同，主要有出线端短路故障试验，近区短路故障试验，失步操作试验，发展性故障试验，并联开断试验，异相同时接地故障试验，电容性电流试验（操作空载架空线路、空载电缆线路、并联电容器组等），小电感电流试验（操作空载变压器、并联电抗器、电动机等），变压器二次侧短路由其一次侧开断的试验。②基本短路试验按试验电流为额定短路开断电流百分数的不同（分别为10%、30%、60%和100%），分别被命名为试验方式T10、T30、T60、T100s和T100a，以及可能的临界电流试验。③除基本短路试验外的开合型式试验包括近区故障试验L90、L75，失步试验OP2，单相/异相接地故障试验，电容性电流试验和可能的L60、OP1试验。④按被试断路器的完整性分为三相试验、单相试验、部分断口试验和单断口试验。⑤按试验电流源和电压源的回路的结构，分为直接试验和合成试验。⑥按操作顺序不同，分为：分、合、合分、分－t－合分、分－t－合分－180s－合分、合分－15s－合分、分－180s－合分－180s－合分等多种方式，其中t为重合闸无电流间歇时间（一般为0.3s）。⑦按连续开断能力不同，分为额定电流下的连续开断能力试验，额定短路开断电流下的连续开断能力试验，若干类短路电流组合下的连续开断能力试验（也称为电寿命试验）。

操动特性试验 试验项目有：分、合闸时间、速度、触头行程曲线，合分时间，重合闸的无电流间歇时间，三相触头间、同相各断口间、同柱各断口间的分、合闸不同期性，行程和超行程（压缩行程）等的测定，机械操作试验，机械寿命试验。

其他试验 主要有EMC抗干扰试验，耐受地震试验，高、低温试验，局部放电试验，防雨试验，密封试验，噪声测量，无线电干扰电平测量，端子静拉力试验，周围空气温度变化等环境条件的考验，可靠性检验，运输检验，以及试运行考核等。

断路器试验类别 根据产品定型投产、出厂、交接验收和运行维护的需要，通常区分为型式试验、出厂试验、交接验收试验、预防性试验等，并由有关技术标准和买卖合同具体规定各类试验的项目。

Dunhuang 750kV biandianzhan kekong binglian diankangqi zhuangzhi gongcheng

敦煌750kV变电站可控并联电抗器装置工程 (controllable shunt reactor project at Dunhuang 750kV substation) 安装于敦煌750kV变电站，该变电站位于甘肃省酒泉市瓜州县，地处河西走廊西端，平均海拔1500m，见图1。敦煌变电站距酒泉变电站278km，酒泉变电站距河西变电站372km，线路距离长，且系统较弱。甘肃750kV电网作为河西走廊风电外送通道，传输电能主要为风电。风电功率波动频繁且幅度较大，限制过电压和无功补偿之间的矛盾突出。在风电场小负荷情况下，母线电压偏高，需装设大容量动态无功补偿装置；在风电场大负荷情况下，应适当减少电抗器容量。为此在敦煌变电站母线侧安装300Mvar可控并联电抗器装置，在敦煌—酒泉每回线路两侧各安装固定高压并联电抗器300Mvar，在酒泉—河西每回线路两侧各安装固定高压并联电抗器2×210Mvar，敦煌750kV变电站可控并联电抗器装置工程系统接线图如图2所示。



图1 敦煌750kV变电站可控并联电抗器装置工程

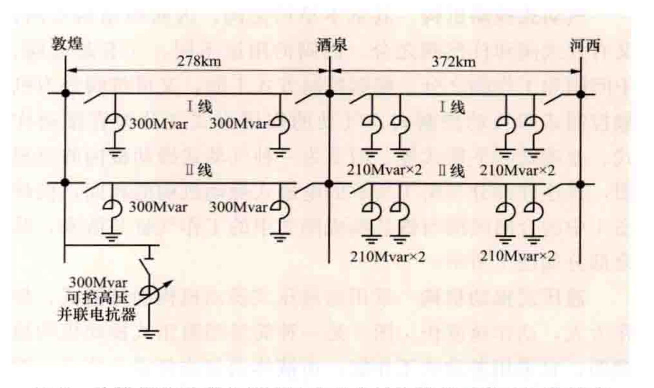


图2 敦煌750kV变电站可控并联电抗器装置工程系统接线图

主要技术参数　见表1、表2。

工程特点　安装在敦煌750kV变电站的750kV、300Mvar可控并联电抗器装置于2012年1月正式投入运行，是世界首套750kV电压等级的可控并联电抗器装置。该装置为四级容量的分级式可控并联电抗器，采用了晶闸管阀和断路器动态配合的复合开关技术，四级容量分别为25%、50%、75%、100%，装置容量变化响应时间为：非故障相小于50ms，故障相小于100ms。在容量调节时，由晶闸管投切电路，保证了装置响应速度，同时断路器工作条件得到有效改善，延长了使用年限，满足了系统对电抗器容量频繁调节的要求。晶闸管阀工作在全开通或全关断状态，基本无谐波及直流分量，因此未配置滤波器。控制保护系统采用了双控制保护系统冗余配置，应用了基于无功增量和系统电压控制相结合的内外环控制策略，确保了电压控制的效果，有效提高了稳态控制精度。该工程投运后，稳定了母线运行电压，解决了低压侧电容器组、电抗器组频繁投切的问题。

表1　主要技术参数表

参数名称	参数值
额定容量（Mvar）	3×100
额定电压（kV）	$800/\sqrt{3}$
额定频率（Hz）	50
高压侧额定电流（A）	216.5
漏抗（%）	92.7
冷却方式	强迫油循环风冷（OFAF）
低压侧绕组额定交流电压（kV，相电压）	40
低压侧绕组额定电流（A）	2500

表2　可控并联电抗器装置耐受电压及允许时间

额定电压（kV）	短时工频耐受电压（p.u.）				
	1.05	1.10	1.15	1.25	1.30
$800/\sqrt{3}$	持续	持续	20min	1min	20s

注：1p.u.$=800/\sqrt{3}$kV。

duoduan zhiliu shudian xitong

多端直流输电系统　(multi-terminal HVDC transmission system)　由3个或以上换流站及其连接的高压直流线路所构成的直流输电系统的总称。它是两端直流输电系统的发展形式。多端直流输电系统可以实现各换流站（见直流换流站）所连交流电力系统之间的功率输送或电力交换。与达到同样工程目的而采用多条端对端直流输电方案相比，采用多端直流输电往往更为经济。

用途　主要有：①用于直流输电主干线送端的多电源汇集系统和受端的多个负荷点的分配系统，如已投运的魁北克—新英格兰直流互联系统。②用于从直流输电线路中途支接出来以供沿线难于由交流电力系统供电的小负荷，如已投运的撒丁岛—科西嘉岛—意大利本土的三端直流输电系统。③补充增强交流电力系统的网架，如规划中的美国西南部的七端高压直流电力网络。④为了分期投资和节省电能损耗，有的换流站可先建一套换流设备，以后需要时可在站中再扩建一套，与先建的并联以增加换流站的总容量，其实质也是多端直流输电的一种特例。

系统构成形式　按换流站接入直流线路的方式可分为串联型（见图1）和并联型两种型式。并联型又可分为辐射状并联型（见图2）和环状并联型（见图3）。图中均以单极系统为例。此外，由这3种基本型式还可以构成其他混合型的多端直流输电系统。

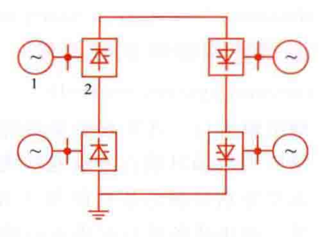


图1　串联型多端直流输电单极系统
1—交流电力系统；2—换流站

运行特点　串联型多端直流输电的特点是全部换流站通过直流电力网各段线路串联构成环形，各换流器以同一直流电流运行。各换流站间的有功功率调节和分配主要靠改变各换流站的直流电压来实现，并由其中一个换流站承担整个串联电路中直流电压的平衡，同时也起调节闭环中的直流电流的作用。当换流站需要改变潮流方向时，仅需改变换流器的触发相位，将原来的整流（或逆变）改为逆变（或整流）运行，无需颠倒换流器直流侧的两个端子接线，潮流反转的操作比较方便。当某换流站发生故障时，可投入故障换流站的旁路开关，使其退出运行，其余健全的换流站仍可继续运行。当直流线路发生持续性故障时，整个系统就不能再继续运行了。为避免全网停电，必要时可采用双回路的串联系统。

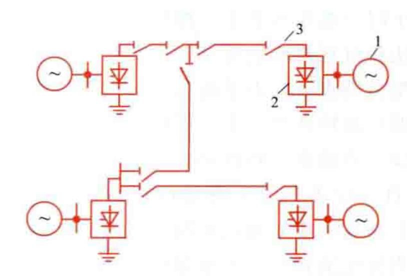


图2　辐射状并联型多端直流输电单极系统
1—交流电力系统；2—换流站；3—直流断路器或高速自动隔离开关

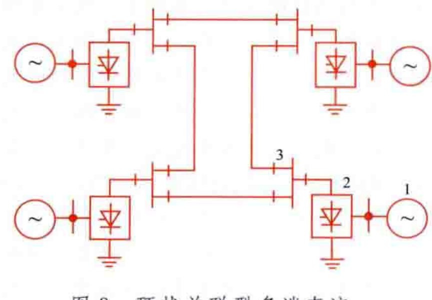


图3　环状并联型多端直流输电单极系统
1—交流电力系统；2—换流站；3—直流断路器或高速自动隔离开关

辐射状并联型多端直流输电的特点是各换流站均在一个基本相同的直流电压下运行，换流站间有功功率的分配和调整主要通过改变换流站的直流电流值来实现。当其中某一换流站需要改变潮流方向，即将原运行于整流（或逆变）状态改变为逆变（或整流）状态，必须将该换流器直流侧的两个端子的接线颠倒过来，再重新接入直流网络，方能实现。因此，这种构成型式对潮流变化频繁的系统是不方便的。当系统中某部分发生持续性故障时，用能切断故障电流的直流断路器切除故障是较为简便的。在无直流断路器的情况下，可借助于换流器的控制系统使故障点电流降至零而灭弧，随之用高速自动隔离开关将故障断开并与系统中健全部分隔离，然后将健全部分自动再起动恢复运行。

环状并联型多端直流输电在某段直流线路发生持续性故障时，切除故障段后仍能维持各换流站的运行。因此，环形直流电力网络的供电可靠性比辐射状并联型高。

控制原理和方法　见多端直流输电系统控制。

duoduan zhiliu shudian xitong kongzhi

多端直流输电系统控制 (multi-terminal HVDC transmission system control) 保证多端直流输电系统可靠、稳定地运行，并实现所要求的功能而采用的控制技术。其控制原则与端对端直流输电系统的控制相同，也是由以各端换流器分别控制为基础的基本控制（见直流输电系统基本控制）和协调各端及两极运行的主控制构成。在多端直流输电系统中，以换流站对直流电力网连接方式而言，有并联连接和串联连接两种类型，其控制方法各有不同的特点。

并联型多端直流输电系统的基本控制 控制原则是由一端换流站控制直流电压，其他各端分别控制各自的直流电流，各换流站并联运行于同一电压水平上。控制方法主要有电流裕度法、限制电压法和电压裕度法等。

电流裕度法 并联型多端直流输电系统与端对端直流输电系统相同，各端换流器控制特性都可由三段特性组成：一段定直流电流特性，一段定直流电压特性和一段最小触发角限制特性或定关断角特性。以不包含定直流电压特性者为例，在正常运行时，其中必有一端换流站控制直流电压，其余各换流站都运行于定直流电流特性。对承担控制直流电压责任的换流站，如果它是整流站则运行于最小触发角限制特性，为维持稳定的运行必须保持一个正的电流裕度；如果它是逆变站则运行于定关断角特性，需要快速调整整流站的电流整定值以避免其过负荷。

电流裕度法的优点是：各端换流站运行于较高的直流电压，因而消耗的无功功率较小，所需装设的无功补偿设备的容量较小。不足之处有：①某一换流站交流电压发生快速且幅度较大的变化时，直流电压也跟随着发生变化，导致各端的功率都发生变化；②控制电压换流站的直流电流快速改变时，直流电压也将发生显著的变化，这是由于定触发角或定关断角特性是斜线的缘故；③当改变某些站的电流整定值时，各站需要协调地进行操作，避免实际电流裕度小于给定值，甚至无法正常运行；④当需要快速控制，特别是某一端因故障退出运行后要求系统快速恢复运行时，就必须借助于整定值的集中调整平衡和快速可靠的通信系统的传递。

限制电压法 各换流站均增设直流电压控制，使特性具有定电压部分。正常时，由一个换流站（假设为整流站）将直流电压控制为额定值 U_{dn}，其他各站控制各自的电流。由于整流站设有最大电压 $1.05U_{dn}$ 的限制，而逆变站设有最小电压 $0.95U_{dn}$ 的限制，故在各种情况下，直流电压的偏移不超过 ±5%。如果由于整定误差等原因，可能会出现电流整定值不平衡的情况。当所有整流站的电流整定值的总和大于全部逆变站电流整定值的总和时，所有整流站将转入 $1.05U_{dn}$ 定直流电压控制；反之，所有逆变站将转入 $0.95U_{dn}$ 定直流电压控制，使系统仍具有稳定的运行点，从而减轻了对通信系统的依赖。限制电压法的主要缺点是：当某逆变站交流电压突然下降到下限以下时，该站将承受全部直流电流以致严重过载，而其他逆变站将变成空载，要采取附加措施加以防止。

电压裕度法 所有换流站都具有一段定电流和一段定电压特性。电压控制端的电压整定值为 U_{dn}，所有电流控制端的电压整定值均增大一个电压裕度。这一方法能限制直流电压的最大值，但仍要依靠电流整定值的集中平衡和信息快速可靠地传递。另外，正常运行时，为保持有定直流电压特性，各换流器的触发角或关断角比其他方法的大，因此无功功率的消耗和阀阻尼回路的损耗均较大，这在经济上是不利的。

并联型多端直流输电系统的主控制 主控制的主要任务包括功率及电流整定值平衡、功率控制、功率调制控制和起停控制等。功率及电流整定值平衡和控制单元能限制和协调各端功率整定值的变化速度，以保证直流系统稳定运行，并防止各端交流系统受到功率变化过快的扰动。一个或多个换流站直流功率发生变化时，需要重新整定各换流站的功率定值，保证系统能运行在一个稳定的功率水平。附加的功率调制作用与端对端系统的相同，只是过程更复杂一些。

并联多端直流输电系统的控制在不同程度上要依靠远程通信系统。如何减轻对通信系统的依赖，如何在通道故障时仍能保持主要的控制功能，以及在采用电流裕度法的系统中某一换流站或某段直流线路因故障退出运行而且通信系统也同时失效的情况下，如何快速恢复运行等，都是多端直流输电系统控制需要研究的问题。

串联型多端直流输电系统的主控制 主控制的基本任务是根据各端功率要求，以线路损耗最小为原则，确定最佳电流整定值和各端电压整定值。由于所有换流站的直流电流是共同的，所以基本控制的原则是由一个换流站控制电流，其余各换流站控制各自的直流电压。为了减小无功功率损耗，可以使控制电压的换流站工作于最小触发角或最小关断角特性，并利用换流变压器分接开关的切换控制直流电压，但是控制不连续且速度很慢。系统的功率可以由控制电压的换流站通过改变直流电压值就地进行控制。在所有换流站都不满载时，则应减小直流电流，以尽量降低线路的功率损耗，这就要依靠集中的主控制。主控制的其他任务和对通信系统的依赖程度与端对端直流系统相似。串联型多端直流输电系统可以在任一站进行快速功率反转而无需切换操作，任一换流站退出运行时不影响余下的系统。远程通信系统用来控制直流电流以使损耗最小，因而可以采用相对慢一些的通信手段。

duohui zhiliu xietiao kongzhi

多回直流协调控制 (coordinated control of multiple HVDC links) 基于测量系统采集的信息，利用直流系统的调制能力阻尼电网的低频振荡，提升系统的稳定性和输电极限的技术。多回直流协调控制属于动态稳定和控制范围，由低频振荡分析与反馈信号选择、多回直流控制器离线协调设计、多回直流控制器闭环时滞测量与补偿、多回直流控制器参数在线调整等几个部分组成。

低频振荡分析与反馈信号选择 多回直流控制器设计首先需要确定被控的目标低频振荡模式。低频振荡分析利用线性化或仿真分析工具在给定的运行方式下对电网进行模式分析与计算，得到系统各种振荡模式的分布、可观可控性、留数等信息，确定系统的主要弱阻尼振荡模式作为控制目标模式。反馈信号选择根据上述结果，选取一个对目标振荡模式可观性较好的信号集合作为控制器输入信号的选择基础；为进一步减少不同模式之间的相互影响，依据“留数比”指标从待选集合中确定模式成分比较单一的信号作为控制器反馈信号。

多回直流控制器离线协调设计 通过上述方法选定的反馈信号仍然会包括一定的其他频率信息，离线控制器的设计应该确保对主要振荡模式的抑制不会对这些频率的振荡模式

产生负面的影响；同时，考虑多个控制器之间的相互影响，必须基于多输入多输出（MIMO）的系统进行。离线多回直流控制器协调设计的主要步骤是：①在多回直流的控制点施加低通滤波的激励信号，采集系统的广域输出响应，利用系统辨识方法，得到的电力系统低阶等值 MIMO 系统。②根据步骤①中的降阶 MIMO 系统模型，采用最优协调控制等方法计算得到多回直流控制器离线参数，保证控制器在一定的控制能量下作用于系统，各个模式的总体振荡情况最小。

多回直流控制器闭环时滞测量与补偿　多回直流协调控制器可基于广域测量平台（WAMS）进行的，WAMS 在提供更加丰富的实时信息同时，也在整个控制闭环中引入了随机延时，不利于系统的稳定。时滞会在主导振荡频率处产生一个滞后的相位，恶化控制器的阻尼效果，因此设计相应的超前环节对时滞产生的滞后相位进行补偿，抵消时滞对阻尼的影响。超前相位补偿环节的引入会增大系统在高频的增益，从而加大系统的幅频穿越频率，使得稳定裕度被进一步削弱，为削弱超前相位补偿环节在高频段的增益，通过幅频整形方法在控制器中加入中心频率为主导低频振荡频率的带通滤波器，提高系统时滞稳定裕度。

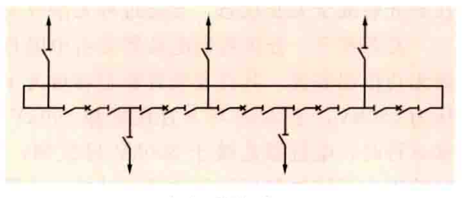
多回直流控制器参数在线调整　多回直流控制器离线参数往往是基于一个或几个典型的运行方式设计的，考虑实际的电力系统运行状态可能与设计方式差别较大、故障对系统的改变以及一些电力系统元件的模型和参数不准确等因素，控制器必须具有一定的自适应能力。多回直流控制器参数在线调整由在线时滞实测模块和在线主导振荡频率辨识模块组成。在线时滞实测模块用于在线实测控制回路的时滞，并将随机分布的时滞调整成基本固定的时滞。在线主导振荡频率辨识模块采用 Prony/ARMA 等辨识方法在线辨识主导低频振荡的频率。根据在线实测的主导振荡频率和时滞在线调整超前相位补偿环节参数，消除广域时滞对控制器阻尼效果的影响。根据在线实测的主导低频振荡频率在线调整幅频整形滤波器的中心频率，保证控制器的时滞鲁棒稳定性。

duojiaoxing jiexian

多角形接线

(angle scheme)　将多台断路器环形相连并从每两台断路器连线上引出回路的电气主接线。当有三台断路器环形连接时，从每两台断路器之间可以引出三个回路，即成为三角形接线。其他多角形接线按此类推。多角形接线中每台断路器的两侧均装设有隔离开关，供检修断路器时隔离之用。多角形接线如图所示。

多角形接线的断路器台数与所引出的线路回路数相等，它与单母线接线相同，是一种较为经济的接线。在单母线接线中，当母线、母线隔离开关发生故障、进行检修，或当继电保护动作而断路器拒绝动作时，都会使整个配电装置停电。而在多角形接线中，最严重的故障也只会使相邻的两回线路停电，所以多角形接线的供电可靠性较高。多角形接线中任一台断路器进行检修时，其他各回路均能继续正常供电，具有较高的灵活性。此外，多角形接线的配电装置占地也较少。为了提高多角形接线的可靠性，电源线路和供电线路通常需布置在对角上，避免相邻布置。



多角形接线

当断路器进行检修时，多角形接线可开环运行，开环运行的时间将随着断路器台数的增加而增加。另外，每个进出线回路都连着两台断路器，每台断路器又都连着两个回路，从而使继电保护和控制回路接线复杂。多角形接线一般不多于六角形，通常为三角形和四角形。多角形接线的配电装置在布置上不容易进行扩建。因此通常是变电站的远景规模比较明确和场地受到限制时，采用多角形接线。

duoxiang jiaoliu shudian

多相交流输电

(multi-phase AC transmission)　以多相（即相数 m 大于 3，如 4 相、6 相和 12 相等）交流电的形式输送电能。相数 m 表示输电系统中电路的个数。和三相交流电一样，多相交流电的各相电压、电流均呈正弦波，频率相同，幅值大小相等，相邻相的相位角互差 $2\pi/m$，瞬时值之和均为零。多相电路星形连接时，线电流等于相电流，相邻相间的线电压等于相电压（相对地电压）的 $2\sin\pi/m$ 倍。

与三相交流输电相比，多相交流输电的特点是：①相同的线路走廊和占地面积情况下，多相输电的热负荷容量（由线路发热限制条件决定）比三相输电的高，如将原有三相 138kV 双回路（同塔）改建为单回 6 相 138kV 线路，可提高热负荷容量 73.2%。②当相数大于 6 时，多相交流输电相邻相间的线电压小于相电压，输电线路可设计得更"紧凑"，适合于线路路径受地理限制的地区。③相同的热负荷容量情况下，多相输电的相电压较低。④三相制设备的制造经验完全可应用于 6 相制或其他多相制。⑤多相交流输电可以接入三相交流输电系统，可向三相交流电网供电，无需经过多相交流变电站。

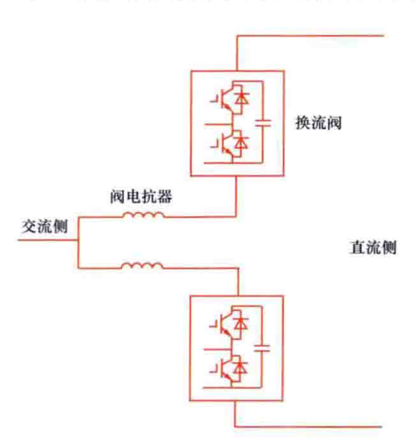
1972 年国际大电网（CIGRE）会议文章首次推荐把多相交流输电用于电力系统，尔后世界上建立了若干个试验基地，如 1987 年美国 PTI 公司在其马耳他（Malta）试验基地建设了 6 相和 12 相试验线路。1992 年纽约州电气和煤气公司（NYSEG）和美国电力研究院（EPRI）等单位，在 NYSEG 系统纽约宾厄姆顿（Binghamton）附近，将古迪（Goudey）到奥克代尔（Oakdale）之间已建成的双回 115kV 三相交流线路改造成单回 93kV（线电压）6 相输电线路，全长 2.4km，线路两端通过两台三相转换变压器与三相交流系统相连，一台接成 Ynd，另一台反接成 Ynd。该线路已联合运行多年，这说明多相交流输电已进入了工业性的试验和试运行阶段。在多相交流输电方面中国研究不多。

国际研究和运行实践表明，多相交流输电在技术上是可行的，经济上也是有效益的，并且其研究也在进一步深入。不过，由于多相交流输电网架结构较为复杂，短路类型多，继电保护较难实现，故这项技术的应用范围相当有限，难以广泛替代三相交流输电。



fa diankangqi

阀电抗器 （VSC-HVDC valve reactor） 在可控电压源型直流输电换流器中与桥臂串联的电抗器，又称桥臂电抗器。与相电抗器不同的是，阀电抗器串联在换流器桥臂的交流端或直流端。阀电抗器具有与相电抗器同样的功能，此外，还起到抑制相间环流的作用。阀电抗器的电感值决定功率的传输能力，而且也影响着电流环流控制的动、静态响应特性。一般根据电压源型直流输电系统桥臂电流波动、电流跟踪速度、系统传输能力、避免系统谐振四方面的指标要求确定阀电抗器的电感值。



模块化多电平电压源型直流输电换流器阀电抗器单相接线图

阀电抗器多使用干式空芯电抗器而不是油浸式铁芯电抗器。阀电抗器与相电抗器不同的是，模块化多电平电压源型直流输电换流器阀电抗器单相接线图如图所示，产生的高频谐波含量很小，因此不需要对阀电抗器进行屏蔽。

对阀电抗器应进行的试验项目与相电抗器相同。

参考书目

汤广福．基于电压源换流器的高压直流输电技术．北京：中国电力出版社，2010.

fenjishi kekong binglian diankangqi

分级式可控并联电抗器 （step controlled reactor，SCR） 在有限级别容量间可变化的可控并联电抗器，简称分级控制电抗器。其主要优点是结构简单，运行可靠，可实现补偿容量的快速调节。主要用于超高压输电系统的变电站或输电线路，以实现变电站或线路的无功、电压控制，稳定系统电压和限制操作过电压，满足超高压和特高压交流电网中协调无功电压控制和抑制操作过电压的需要。

结构原理 分级控制电抗器是基于高阻抗变压器（见电力变压器）原理，通过调节接入高阻抗变压器二次侧电抗器的阻抗值来改变补偿容量。当分级控制电抗器的容量较小时，可将高阻抗变压器和附加电抗器设计为一体，也可采用分体设计和布置。实际应用中一般选择高阻抗变压器的短路阻抗为接近100%。三级的分级控制电抗器的单相原理如图1所示。图中，在高阻抗变压器的二次绕组侧接入由隔离开关、旁路断路器、晶闸管阀和取能电抗器及其他辅助回路构成控制回路，实现输出感性无功功率的分级控制。

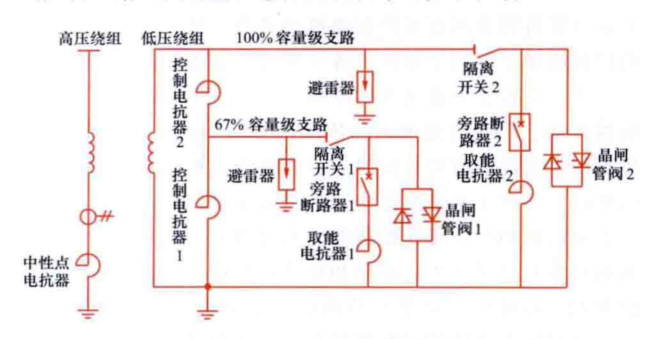


图1 分级控制（三级）电抗器单相原理示意图

分级控制 三级的分级控制电抗器包含两组控制回路，即由旁路断路器1和晶闸管阀1构成的控制回路1，由旁路断路器2和晶闸管阀2构成的控制回路2。当控制回路1和控制回路2均处于开路状态时（旁路断路器断开、晶闸管阀闭锁），电抗器输出最小容量（如33%）；控制回路1接通时（首先触发晶闸管阀1使其导通，然后使旁路断路器1闭合），电抗器输出第二级容量（如67%）；控制回路1和控制回路2均接通时（首先触发晶闸管阀1和2，使其导通，然后使旁路断路器1和2闭合），电抗器输出最大容量（如100%）。

主要特点 ①动态响应快。分级控制电抗器在进行增加容量控制时，首先由阀控制导通，随后旁路断路器动作，其容量控制的动态响应时间小于20ms。在进行减少容量控制时，先要断开旁路断路器，同时触发晶闸管阀导通，将电流转移到晶闸管阀，然后闭锁晶闸管阀，使电抗器容量减少，该操作过程的动态响应时间为旁路断路器的开断动作时间＋晶闸管阀的闭锁时间，一般为60～80ms。②运行损耗小。分级控制电抗器在容量切换完成后，旁路断路器闭合承担流经晶闸管阀的电流。晶闸管阀的导通时间一般只有60ms左右，因导通时间短，利用晶闸管元件和特殊设计的散热器即可保证结温在允许范围之内，因此可采用空气自然冷却方式，从而大大简化晶闸管阀的结构。③装置电流无谐波和直流分量。晶闸管阀采用电流过零触发方式，使装置始终工作在全开通或全关断状态，导通过程无谐波及直流分量。

发展概况 分级控制电抗器是由中国自主研发的一种全新无功控制装置。其首套装置额定容量为150Mvar，额定电压为550kV，于2006年9月在忻都500kV开关站投运。正常运行时，电抗器连接于500kV母线侧；系统调试期间为检验作为线路侧高压运行的各项功能，采用临时接线连接于线路侧，并通过了作为线路侧高压运行的全部现场试验，验证了分级控制电抗器作为线路侧高抗的技术可行性。示范工程的现场试验和长期运行表明，该类型可控并联电抗器具有原理清晰、结构简单、响应速度满足工程需要、损耗小等优势。为满足甘肃大容量风电送出通道的无功电压控制难题，2011年底，首套750kV、320Mvar分级控制电抗器（见图

2）在甘肃省敦煌变电站投入运行，作为线路侧可控并联电抗器，发挥了协调无功控制和抑制过电压的作用（见敦煌750kV变电站可控并联电抗器装置工程），未来还将在特高压输电系统中采用。



图2 敦煌750kV变电站分级式可控并联电抗器装置
(a) 取能电抗器；(b) 阀组；(c) 高压并联电抗器本体；(d) 控制保护系统

fenlie bianyaqi

分裂变压器 (transformer with split windings type)

每相由一个高压绕组与两个或多个电压和容量均相同的低压绕组构成的多绕组电力变压器。分裂变压器正常的电能传输仅在高、低压绕组之间进行，而在故障时则具有限制短路电流的作用。分裂变压器的低压绕组也称分裂绕组，可单独或并联运行，当某一个低压绕组上所连接的负荷或电源发生故障时，其余低压绕组仍能正常运行。各分裂绕组之间没有电的联系，磁的耦合也相对较弱。各分裂绕组的总容量就是该分裂变压器的额定容量。具有两个低压绕组的分裂变压器通常称为双分裂变压器，其低压绕组的布置方式有辐（径）向分裂和轴向分裂两种。

在输变电系统中，分裂变压器适用两端供电负荷均衡，又需限制短路电流的供电系统，在新建变电站中较少采用。分裂变压器通常被用作发电厂中两台发电机共用的升压变压器，或大型机组发电厂中的厂用变压器。它的主要特点是：①当低压侧的一个绕组发生故障时，具有限制短路电流的作用。②能减少无故障分裂母线相连的电动机向短路点的反馈电流。③保持无故障母线有较高的残压。④与同容量的普通变压器相比，分裂变压器消耗的原材料较多。

分裂变压器的阻抗特性，通常由4个参数表示：①穿越阻抗Z_C，将分裂为几部分的低压绕组并联所测得的高低压绕组间的短路阻抗，一般低于普通变压器的短路阻抗。②半穿越阻抗Z_B，分裂部分的一个低压绕组与高压绕组之间测得的短路阻抗（其余低压绕组开路）。③分裂阻抗Z_F，被分裂的两个低压绕组之间的短路阻抗（如有其余低压绕组，在测量时将其开路）。④分裂系数K_F，分裂阻抗与穿越阻抗之比值，即$K_F=Z_F/Z_C$，K_F的具体数值通常按分裂变压器的正常运行和事故状态对电压的要求选取，一般为1～4。

fengbishi kaiguangui

封闭式开关柜 (enclosed switchgear cubicle)

除进、出线外所有元件都完全安装在封闭的接地金属外壳内的开关柜，又称金属封闭开关设备。封闭式开关柜包括固定式开关柜和移开式开关柜两种，移开式又包括手车式和抽屉式，按其结构不同还可分为金属铠装式、间隔式及箱式三种。

金属铠装式　各组件按一定组合方式分别装在以接地金属板隔开的间隔中，其中断路器及连向断路器两侧的组件（如直配线路、母线等）一般均设置在单独的间隔中；如有多组母线，将每组母线分别设置于单独的间隔中。金属隔板有不同的防护等级（见开关柜试验），但用于静触头的隔板或能插入动触头的活门，可以是金属的，也可以是由非金属绝缘材料制成，它不属于外壳的一部分。

间隔式　与金属铠装式基本相同，但具有一个或多个符合一定防护等级的非金属隔板。

箱式　不设隔板或少设隔板的金属封闭开关设备。它具有金属接地外壳，在规定的防护等级下，保护内部设备不受外界影响，防止人体和外物接近带电部分和触及运动部分，但间隔的数目少于金属铠装式和间隔式。

封闭式开关柜在保持良好的导电性和绝缘性能基础上，还要满足外壳和隔板的防护等级要求；控制内部各种电器元件动作、状态保持和相互工作顺序的机械传动、锁定及联锁装置；能够限制内部电弧故障的扩大；便于使用时的操作、观察、维护、检修以及安装和调试；具有多种一次电气主接线方案，可满足电力系统中各种电气主接线要求。

Fengtun 500kV biandianzhan kekong chuanlian buchang zhuangzhi gongcheng

冯屯500kV变电站可控串联补偿装置工程 (thyristor controlled series compensator project at Fengtun 500kV substation)　简称冯屯可控串补工程，安装于冯屯500kV变电站，该变电站位于黑龙江省齐齐哈尔市东北方向约20km处，平均海拔146m，最低气温零下39.5℃，见图1。冯屯500kV变电站是伊敏电厂向黑龙江省500kV电网送电的枢纽点，西北侧以2回500kV线路接入伊敏电



图1 冯屯500kV变电站可控串联补偿装置工程

厂，东南侧以3回500kV线路接入大庆500kV变电站。为满足伊敏等电厂的电力送出，避免新建交流线路穿越大兴安岭原始林区，同时避免次同步谐振现象的发生，故在伊敏—冯屯

双回500kV线路的冯屯侧装设部分可控串联补偿装置。500kV伊冯双回路甲乙线每回长度为378km（其中190km为同塔双回架设），两回线路末端分别有2×150Mvar高压并联电抗器和1×150Mvar高压并联电抗器（见图2）。冯屯可控串补工程由补偿度30%的固定串联电容补偿装置（FSC）和补偿度15%的可控串联补偿装置（TCSC）组成。



图2 冯屯500kV变电站可控串联补偿装置工程系统接线图

主要技术参数 主要技术参数见表1。可控部分每相晶闸管阀由46对反并联的晶闸管串联而成，芯片直径5英寸，晶闸管阀的额定参数见表2。

表1 主要技术参数表

参数名称	固定部分	可控部分
系统最高运行电压（kV）	550	550
额定电流（kA）	2.33	2.33
额定电压（kV）	77.86	46.72
额定容量(单回三相，Mvar)	544.3	326.6
基本串补度（%）	30	15
基本串补容抗（Ω/相）	33.4	16.71
MOV容量（MJ/相）	40	33
过电压保护水平（p.u.）	2.25	2.35
连续运行的提升系数		1.2
连续运行的容性电抗标称值（1.2p.u.，Ω/相）		20.05
最大提升系数		3.0
最大容许容抗（Ω/相）		50.19

工程特点 冯屯可控串补工程是世界上容量最大的可控串联补偿装置工程，于2007年10月投入运行。工程特点为：①采用了主动绝缘配合方法，主动干预过电压保护过程，提高了TCSC装置的安全性，降低了过电压保护的造价；②控制保护系统采用了完全独立双重化设计，并可实现分相制；③测量系统采用了混合式光电测量技术以及激光送能与线路取能相结合的高电压测量系统供能模式；④采用了全封闭纯水冷却系统，循环冷却介质采用高纯水+乙二醇的混合液体，满足了中国北方高寒地区冬季不结冰的需要；⑤电容器组的主保护采用大容量金属氧化物限压器（MOV），MOV电流不均匀度保证值不超过5%；⑥间隙采用了密封结构、双电极点火，放电电压稳定且无极性效应。

表2 可控串联补偿装置晶闸管阀额定参数表

运行方式	电流（kA，峰值）	电压（kV，峰值）
短时	60.0	151.3
15s	8.51	115.9
8h	5.65	71.2
长期连续运行	5.13	64.6

该工程投运后提高了呼盟送出系统的暂态稳定性，改善了呼盟送出系统的阻尼，伊冯线输送能力提高了22.7%，满足了送出的需要。避免了新建1回横穿大兴安岭林区的500kV线路，保护了大兴安岭原始林区的生态环境。同时，该工程在抑制次同步谐振、抑制低频振荡、调节线路潮流等方面发挥了积极作用。

fushe ouhe

辐射耦合

辐射耦合（radiation coupling） 电磁骚扰通过空间电磁辐射以电磁波形式传输到敏感对象的电磁耦合方式。电磁辐射与天线存在必然联系。很多仪器设备没有专门的天线装置，但从基本物理现象上分析，除了忽略两端泄漏的同轴电缆外，任何一段导线在载有交变电流时都可以发射电磁波，也可以接受外界电磁波，即在实际意义上既可以看作发射天线，也可以看作接收天线。而且同一导线所形成的发射天线和接收天线常具有相同的特性，如相同的频率特性和方向性等。电磁场（见《电工技术基础卷》电磁场）依其性质可分为远场和近场，工程上常将远场中的电磁耦合现象称为辐射耦合，而将近场中的电磁耦合现象称为感应耦合，感应耦合又因场的形式不同分为电场耦合（见容性耦合）和磁场耦合（见感性耦合）。

电磁辐射 最简单的天线是一根长度足够短的导线形成的电偶极子天线和一个面积足够小的圆环形导线形成的磁偶极子天线，见图1。当天线中通以交流电流作为发射天线时，根据麦克斯韦方程中描述的空间电磁规律：即交变的电场可以产生位移电流，从而产生磁场；交变的磁场又可以产生电场。这样，在天线周围将不断有电磁波传出，波速即为在该介质中光的传播速度，在空气中光速约为3×10^{8}m/s。

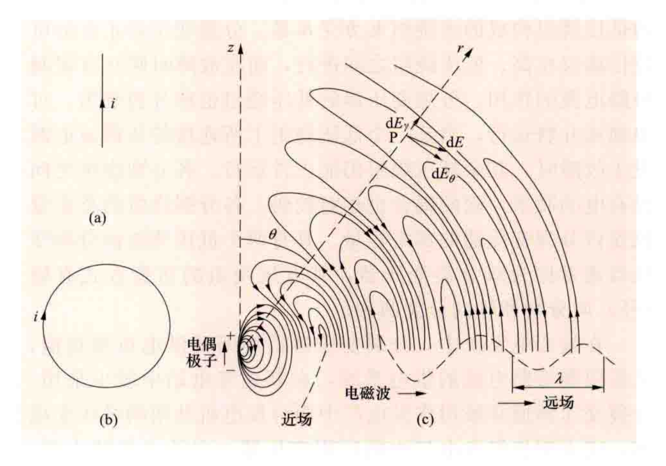


图1 天线及电磁辐射

(a) 电偶极子天线；(b) 磁偶极子天线；(c) 交变电磁场

由天线发出的电磁波的强度正比于电流大小。在与天线中心不同的距离r处，电磁场的强度除随距离r的增大不断衰减外，在场的特性上也有很大的差别。理论上$r\ll\lambda/(2\pi)$（λ为波长），或工程上$r<\lambda/6$处的电磁场称为近场，近场与静态电磁场的特性完全相同，无滞后效应，所以近场也称为似稳场或感应场；理论上$r\gg\lambda/(2\pi)$或工程上$r>\lambda/6$处的电磁场称为远场，远场中电场强度和磁场强度同相位且与坡印亭矢量在空间上相互垂直，同时也满足右手螺旋关系。由于远场中的电磁场以电磁波的方式向外辐射电磁能量，所以远场也称为辐射场。

空气中电磁波的波长$\lambda=c/f=3\times10^{8}/f$，单位为米

(m)，电磁波频率 f 的单位为赫兹（Hz）。当 $f=50\text{Hz}$ 时，$\lambda=6000\text{km}$，因此对于低频一般情况下 $r<1000\text{km}$ 时均属于近场区。当频率很高，例如 $f=100\text{MHz}$ 时，$\lambda=3\text{m}$，因此对于高频一般情况下 $r>0.5\text{m}$ 时即属于远场区。

电场强度与磁场强度振幅之比定义为介质的波阻抗 Z，即 $Z=E/H$（Ω）。近场区和远场区的波阻抗有很大的差别，典型的波阻抗与距离 r 的关系见图 2。

由图 2 可见，在近场区磁偶极子天线表现为以磁场为主，电偶极子天线表现为以电场为主。通常将磁偶极子产生的近场称为低阻抗场，将电偶极子产生的近场称为高阻抗场。因此，在处理近场问题时必须区分是电场还是磁场。在远场中，由于空气的波阻抗为常数 $Z_0=120\pi=377\ \Omega$，因此不存在以哪种场为主的问题。知道电场也就知道了磁场，所以通常只给出电场，不必再给出磁场。

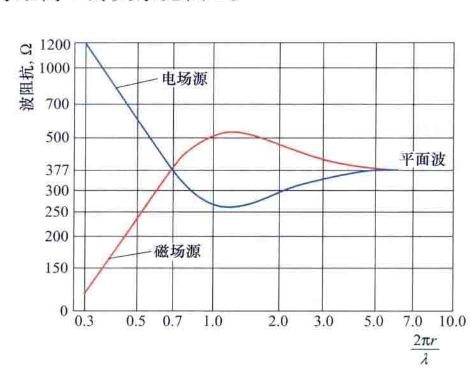


图 2　电偶极子和磁偶极子的波阻抗与距离 r 的关系

电偶极子和磁偶极子产生的辐射场不仅与场点到源点的距离 r 有关，还与天线所形成的角度 θ 和 φ 有关（见图 3）。当 $\theta=0°$ 时，在 y 轴方向上的辐射场为零；当 $\theta=90°$ 时，也就是在垂直 y 轴的方向上辐射场最强。辐射场的电场强度随角度 θ 和 φ 变化的函数 $f(\theta,\varphi)$ 被称为天线的方向图因子，根据 $f(\theta,\varphi)$ 画出的图形被称为该天线的方向图。方向图描述了天线辐射场强在空间的分布情况，电偶极子和磁偶极子的方向图因子均为 $f(\theta,\varphi)=\sin\theta$。由天线方向图可知，两导线间的干扰不仅与二者的距离有关，还与两导线的布置方式（平行、垂直或成一定角度）密切相关。

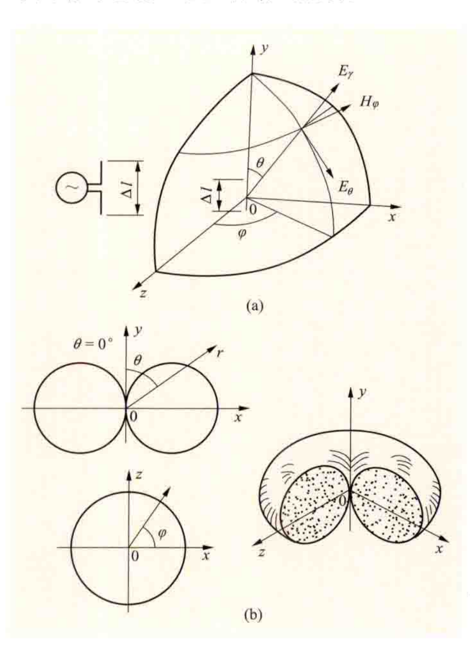


图 3　电偶极子天线的方向图
(a) 天线及坐标；(b) 电偶极子方向图

辐射耦合的特点　当电磁波的波长与仪器设备外壳上的缝隙或孔洞的尺寸可以比拟时，电磁能量可以通过多种途径向外传输，如透过设备的外壳（塑料外壳、接地不好的金属外壳）向外辐射；透过设备外壳上的缝隙或孔洞向外辐射；通过设备间的连接电缆向外辐射；通过装配不好的连接器向外辐射；通过编织屏蔽层的泄漏向外辐射。同理，外部辐射电磁场也可以穿过设备外壳上的缝隙和孔洞耦合进入设备内部，对内部电路产生电磁骚扰。

减小电磁骚扰源与敏感对象间辐射耦合的关键是实施电磁屏蔽。以电子设备电磁屏蔽为例，可以应用的主要方法和措施有：①将连接缝上的螺钉改为焊接或使用电磁干扰衬垫；②通风口加装金属屏蔽网；③表头、开关和指示灯背面加屏蔽层；④导线经穿心电容、信号线经插针式滤波器引入设备内部；⑤电子设备门的交联用软金属导体互联，门的边框用导电合成橡胶弹性密封，面板用透明玻璃经导电薄膜粘贴在表面并与机箱相连，用导电胶作为不同金属体的连接；⑥对于非永久接缝，采用导电润滑脂涂在非永久性连接的地方以提高导电效果。

fuzhu dianlan

辅助电缆　(auxilary cable)　电力电缆线路二次回路中使用的电缆线路控制电缆和通信电缆的总称。其功能是：当电力电缆线路异常运行时发出报警信号；发生故障时起动保护装置，迅速跳闸切断电源，不使事故扩大。各种通信电缆如图所示。

由于辅助电缆不输送电力负荷，因此它的导体截面积较小，但为了满足连接可靠和机械强度要求，必须采用铜导体，其截面不小于 1.5mm^2，绝缘水平要满足使用电压的要求。辅助电缆的结构同电力电缆基本一样，有导体、绝缘层和外屏蔽层、金属护套、铠装等。早期的产品，绝缘材料用黏性浸渍纸或普通橡皮绝缘，近代的产品采用橡塑电缆较多，如聚氯乙烯、聚乙烯、乙丙橡胶等。



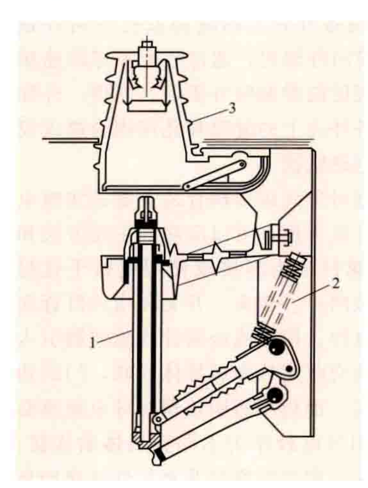
各种通信电缆

通常辅助电缆与单芯电力电缆平行敷设时，要考虑电力电缆电磁场对它的感应电压，以免影响保护装置动作的正确性。尤其是 110kV 及以上中性点有效接地系统，当发生单相接地故障时，由零序电流产生的感应电压，对辅助电缆的危害性更大，严重的甚至会损坏二次回路设备或威胁人身安全。因此，长距离平行敷设于高压电缆的辅助电缆，为了防止和解决干扰的影响，除了高压电缆本身采取必要的措施外，要采用有高屏蔽效果的辅助电缆。

fuhe kaiguan

负荷开关　(load switch)　一种主要用于承载、关合、开断运行线路中正常条件下（也包括规定的过负荷条件）的电流，并能按规定的时间开关和承载异常电流的开关设备。与断路器相比，负荷开关开断短路电流的能力较低，但价格更便宜。负荷开关一般由灭弧装置、操动机构和绝缘

支架等部分组成，其结构如图所示。



负荷开关
1—灭弧装置；2—操动机构；
3—绝缘支架

负荷开关按其不同用途可分为普通型和专用型两种。普通型负荷开关能完成配电系统中正常的各种关合和开断操作；专用型负荷开关是供特殊条件下使用的，例如专门用于电容器频繁操作的负荷开关称为电容器负荷开关。按其灭弧介质及灭弧方式不同可分为产气式、压气式、充油式、真空式及 SF_6 式等；按其安装地点不同分为户内式和户外式；按其操作方式不同又可分为一般操作和频繁操作负荷开关，三相操作和单相操作负荷开关，动力操作、手力储能操作和手力操作负荷开关。部分负荷开关还带有隔离间隙，兼具隔离电路的作用。

产气式负荷开关是利用灭弧腔内装入的有机材料衬管在电弧高温的作用下分解产生的强气流吹灭电弧。压气式负荷开关是利用活塞在汽缸的运动产生的气流吹灭电弧。充油式负荷开关和 SF_6 式负荷开关分别利用油和 SF_6 气体熄灭电弧。真空式负荷开关的灭弧结构是真空灭弧室，利用真空条件进行灭弧。负荷开关每开断一次对灭弧结构和触头都有一定的烧损，通常以不更换灭弧室结构的开断次数（电寿命）作为表征负荷开关性能的一项重要指标。真空式比产气式的电寿命要长得多，在需要频繁操作的地方一般都选用真空式负荷开关。

由于负荷开关的灭弧室结构较简单，甚至不用灭弧室，在特定场所中使用，经济而又简便，因而世界各国都广泛采用。在中国主要生产 3.6、6.6、12kV 户内型负荷开关，用以操作 1000～1800kV·A 及以下的变压器，600～1500kW 及以下的高压电动机或 400kvar 及以下的电容器组。在 500kV 超高压电力系统内，500kV 主变压器第三绕组 35kV 侧需要安装无功补偿电容器和电抗器组，为此也可选用 40.5kV 户外型真空负荷开关，以满足频繁操作的需要。在 1000kV 特高压变电站的低压 110kV 侧也有类似应用。负荷开关可以与高压熔断器组合成一个整体的组合式负荷开关，负荷开关切断负荷电流，高压熔断器切断短路电流及过负荷电流，以代替高压断路器。



ganshi bianyaqi

干式变压器 (dry type transformer) 铁芯和绕组均不浸于绝缘液体中的变压器。干式变压器采用气体或固体绝缘介质。按其不同的绝缘和冷却结构，干式变压器可分为浸渍式变压器、包封绕组式变压器和气体绝缘式变压器等。

浸渍式 其绕组结构型式与油浸式相仿，绕组经浸渍处理。器身与外部大气相通的也称为开启式，适用于比较干燥而洁净的室内环境（环境温度+20℃时，相对湿度不超过85%）。冷却方式为空气自冷时容量可达几千千伏安，吹风冷却时可达10000kV·A以上。器身与外部大气不相通者也称为密封式，可用于更为恶劣的环境。由于密封，散热条件差，最大容量限于1000kV·A左右，主要用于矿用隔爆型变压器。

包封绕组式 其绕组用固体绝缘包封，各个绕组可以分别装模后用环氧树脂浇注，也可以用浸树脂的玻璃纤维包绕来包封。当环氧树脂中加填料，树脂层较厚时称厚绝缘浇注式；当绕组外面用玻璃纤维包绕再行浇注，树脂中加填料和不加填料，树脂层较薄时称为薄绝缘浇注式，又称绕包浇注式或绕包式。

这类干式变压器的主绝缘仍留有空气间隙，纵绝缘则多数情况下全由固体绝缘构成。除绕组外，其他方面与浸渍式一样。电压等级最高为35kV。

气体绝缘式 变压器器身密封在箱壳中，箱壳内充以六氟化硫气体，气体压力随工作温度而变动，但一般不超过0.1～0.2MPa。六氟化硫气体既作绝缘，也起冷却作用。箱壳外面装有散热器。运行中的SF_6气体绝缘式变压器见图。与前面两种类型相比，气体绝缘式更有条件向大容量高电压发展，大容量气体绝缘式变压器除充六氟化硫外，还充入低沸点的氟碳化合物，由后者的蒸发来加强冷却。

浸渍式变压器制造工艺比较简单，与油浸式变压器相仿，更适合于单个小批量生产，绝缘耐热等级可以为B、F、H或C级。包封绕组式变压器，其线圈不易受潮，维护方便，体积也较小，绝缘耐热等级为B或F级。气体绝缘式变压器因为是全密封，维护工作量小，与全封闭组合电器配套极为方便。

干式变压器的绝缘和冷却特性一般不如油浸式变压器，特别是非密封型干式变压器，其绝缘强度易受环境条件的影响，通常只能在洁净而干燥的室内使用。干式变压器的主要优点是可以避免油浸式变压器事故时容易引起的着火和爆炸危险，故通常被用于地下铁道、高层建筑等对防火要求较为严格的场所。干式变压器的发展趋势主要是减小安装尺寸，防止环境对其性能的影响，提高可靠性以及扩大单台容量。树脂浇注型变压器和六氟化硫绝缘变压器正在逐渐取代普通的空气绝缘干式变压器。



运行中的SF_6气体绝缘式变压器

干式变压器的温升限值与其绝缘材料的耐热等级有关，表中列出了部分数值。对于干式变压器，在运行中必须保证任何情况下不得出现使铁芯本身、其他金属部件和相邻材料受损害的温度，温升限值见下表。

干式变压器温升限值表

部位		绝缘系统温度（℃）	温升（K）	测量方法	性能参数参考温度（℃）
绕组	A级绝缘	105	60	电阻法	80
	E级绝缘	120	75		95
	B级绝缘	130	80		100
	F级绝缘	155	100		120
	H级绝缘	180	125		145
	C级绝缘	220	150		170
铁芯表面及结构零件表面			不超过所接触绝缘材料的允许限值	温度计法	

ganta

杆塔 [support; structure (of an overhead line); pole & towers] 在架空输电线路中支承导线、架空地线及其他附件的构筑物。杆塔主要有五种分类方法：按照杆塔主体结构形式分为铁塔和杆；按照杆塔在输电线路中的功能分为悬垂型杆塔和耐张型杆塔；按照杆塔支承导线的回路数分为单回路杆塔、双回路杆塔和多回路杆塔；按照杆塔是否带拉线分为带拉线杆塔和自立式杆塔；按照导线传输电力的电压电流方式分为交流线路杆塔和直流线路杆塔。较常见的杆塔类型有：木杆、钢筋混凝土杆、钢管杆、门型杆塔、拉线V型杆塔、酒杯型塔、猫头型塔、干字型塔、上字型塔、鼓型塔、伞型塔、紧凑型塔等。由于各国的具体条件不同，在使用塔型的习惯上有差异，中国的高压输电线路多用铁塔。

悬垂型杆塔 设置在线路中以支持导线、绝缘子、金具

等的重量和风荷载为主要目的的杆塔。导线在该型塔上不开断，绝缘子串用以悬吊导线，不承受导线的张力。悬垂型杆塔又分悬垂直线杆塔和悬垂转角杆塔。

悬垂直线杆塔　设置在输电线路路径的直线段上的悬垂型杆塔。该型杆塔在输电线路上以悬挂导线、架空地线及其附件为主要目的。

悬垂转角杆塔　设置在输电线路路径的转折角度较小处的悬垂型杆塔。该型杆塔在输电线路上既悬挂导线、架空地线及其附件，又以避让障碍物为目的。图1为±800kV特高压线路悬垂转角塔。

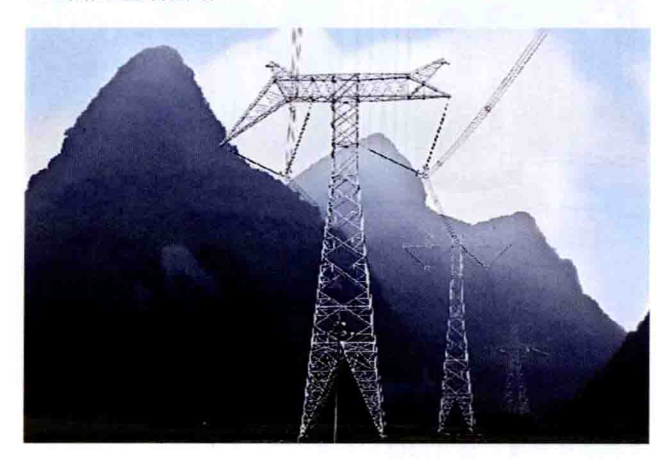


图1　±800kV特高压线路悬垂转角塔（周留才　提供）

耐张型杆塔　设置在线路中的承力杆塔。导线在该型塔上开断，以达到加强机械强度、限制事故范围的目的，绝缘子串用以承受导线的张力。该型杆塔既承受导线、绝缘子、金具等的重量和风荷载，又承受导线的张力，绝缘子串呈接近水平状。耐张型杆塔又分为耐张直线杆塔、耐张转角杆塔、终端杆塔等。图2为分体式耐张塔。

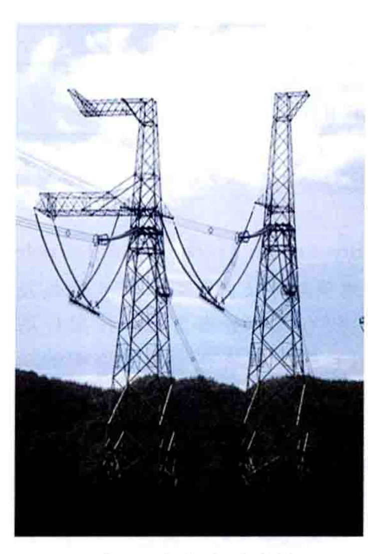


图2　分体式耐张塔

耐张直线杆塔　设置在输电线路路径的直线段上的耐张型杆塔。该型塔在输电线路中起减小导线、架空地线耐张段的长度的作用。

耐张转角杆塔　设置在输电线路路径的转折角度处的耐张型杆塔。该型塔在输电线路中以改变线路走向为主要目的，同时也减小了耐张段的长度。

终端杆塔　设置在变电站（所）配电装置的进、出线门型构架前的耐张型杆塔。该型塔起作为输电线路的起端点或终端点的作用。线路一侧的导线直接张拉在终端杆塔的绝缘子上，一般为减小作用在门型构架上的电线张力，而将终端杆塔和门型构架之间的电线放松。

单回路杆塔　设置在架空输电线路中，支承单回路导线的杆塔。设置在架空交流输电线路中，为单回路交流杆塔；设置在架空直流输电线路中，则为单回路直流杆塔。

单回路交流杆塔　支撑三相架空导线的杆塔，导线一般呈水平排列、三角排列或垂直排列方式。当导线呈水平排列方式时可降低杆塔的高度，减小作用在杆塔上的风荷载和线条对杆塔的弯矩作用，从而可减少杆塔的耗材量；当导线呈垂直排列方式时可减小线路走廊的宽度，但增大了杆塔的高度，因而杆塔的耗材量也较大；当导线呈三角排列方式时，杆塔的情况介于以上两者之间。

单回路直流杆塔　支撑正、负两极架空导线的杆塔，导线一般呈水平排列或垂直排列方式。当导线呈水平排列方式时可降低杆塔的高度，减小作用在杆塔上的风荷载和线条对杆塔的弯矩作用，从而可减少杆塔的耗材量；当导线呈垂直排列方式时可减小线路走廊的宽度，但增大了杆塔的高度，因而杆塔的耗材量也较大。

双回路杆塔　设置在架空输电线路中，支承双回路导线的杆塔。设置在架空交流输电线路中，为双回路交流杆塔；设置在架空直流输电线路中，则为双回路直流杆塔。

双回路交流杆塔　设置在交流输电线路中，支承两个回路共计六相导线的杆塔。导线一般呈三角排列和垂直排列方式，有时也以几种方式组合排列。

双回路直流杆塔　设置在直流输电线路中，支承两个正、负两极回路导线的杆塔。双回路直流杆塔（见图3）上的导线一般呈水平排列和垂直排列方式。

多回路杆塔　设置在架空输电线路中，支承两个以上回路导线的杆塔。设置在架空交流输电线路中，为多回路交流杆塔；设置在架空直流输电线路中，则为多回路直流杆塔。分同压多回路杆塔和混压多回路杆塔。当支承的导线传输相同电压等级的电流时称为同压多回路杆塔；当支承的导线传输不同电压等级的电流时称为混压多回路杆塔。在混压多回路杆塔上，较高电压等级的导线置于较高位置。

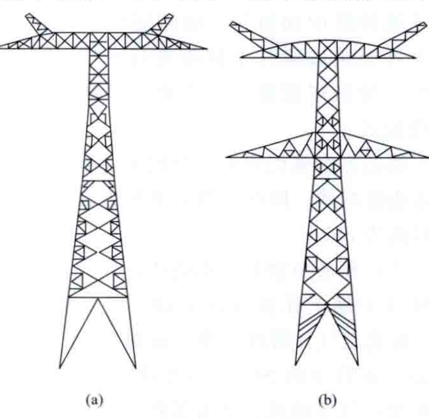


图3　单回路直流杆塔和双回路直流杆塔
(a) 单回路直流杆塔；(b) 双回路直流杆塔

带拉线杆塔　带拉线，利用拉线维持结构整体稳定的杆塔。

自立式杆塔　不带拉线，自身可维持结构整体稳定的杆塔。

木杆　主杆材料为木材的输电杆。木杆绝缘良好，重量轻，便于安装，在加拿大及美国等盛产木材的国家，早期广泛应用于345kV及以下线路。

钢筋混凝土杆　主杆材料为钢筋混凝土的输电杆。苏联

在750kV超高压线路上大量使用钢筋混凝土杆，中国、法国、印度等国在较低输电线路上使用也较多，一般用于交通便利、地形起伏不大的平原或丘陵地带。中国近年来随着输电线路向超高压多回路和特高压方向发展，杆塔承受的荷载成几倍增大，同时受交通运输条件的限制，钢筋混凝土杆的使用已较少。

钢管杆 主杆材料为钢管材的输电杆。钢管杆大量用在城市或城郊的220kV及以下电压等级的线路中，其主杆由数节以钢板卷焊成的8边形、12边形或16边形的杆段组成，杆段之间通过上段插入下段连接或通过在两杆段端部加焊法兰盘，以法兰螺栓连接成整体。相比铁塔，钢管杆具有外形美观、对环境景观影响小、施工和维护简便的优点，但钢材耗量较大。当承受的荷载增大、主杆采用单杆不足以承载外力时，常采用双杆甚至多杆组成的输电杆。图4为双回路输电单杆，图5为双回路输电双杆。

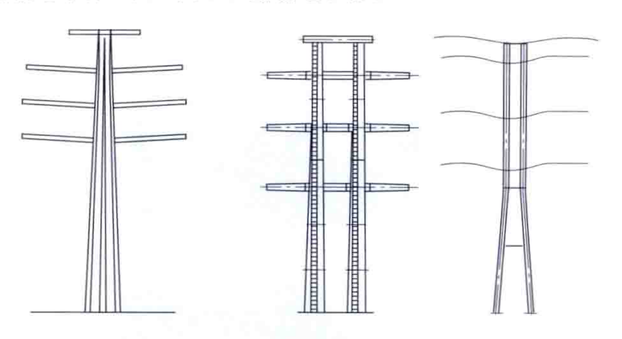


图4 双回路输电单杆　　图5 双回路输电双杆

门型杆塔 由两个主柱和一个横担组成、形状呈门形的杆塔。按照是否带拉线、是否需要利用拉线维持结构整体的稳定，分为拉线门型杆塔和自立式门型杆塔。拉线门型杆塔在其他国家已用在750kV的输电线路中，有很好的经济指标。门型杆塔的适用范围较大，导线一般为水平排列，如图6所示。

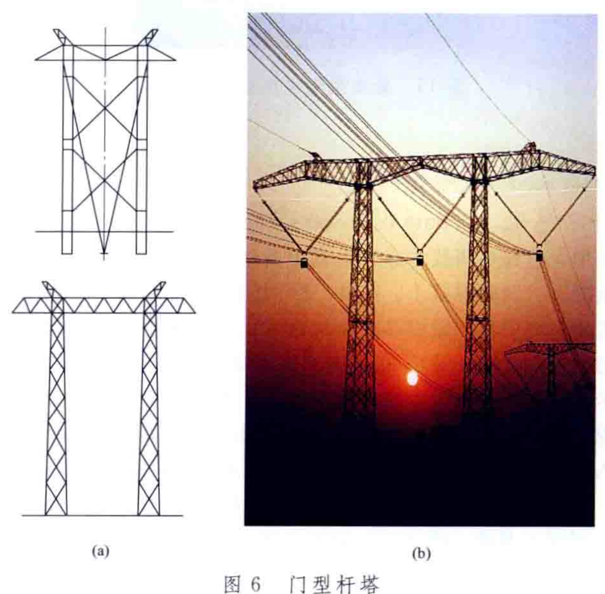


图6 门型杆塔

(a) 示意图；(b) 拉线门型塔

拉线V型杆塔 由两个主柱和一个横担组成、主柱呈V型的杆塔。拉线V型杆塔示意图如图7（a）所示，拉线V型杆塔是门型杆塔的特例，常用于500kV及以上的输电线路中，在其他国家常用于人烟稀少的地域，以便于利用直升机吊运和安装，图7（b）为750kV输电线路拉线V型铁塔。该型塔具有施工方便、耗钢量低于其他塔型的优点。在中国初期的500kV输电线路工程中该型塔被广泛使用，但由于它占地较大，在河网及大面积机耕地区使用受到一定的限制，近年来已较少使用。

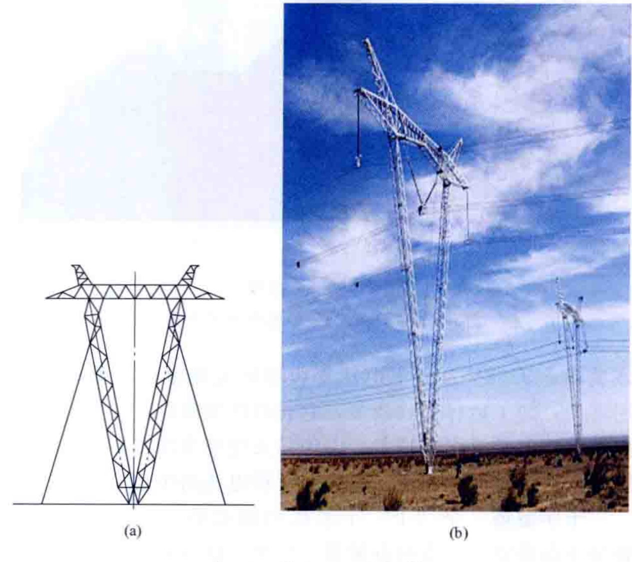


图7 拉线V型杆塔

(a) 示意图；(b) 750kV输电线路拉线V型铁塔（宋英　摄）

酒杯型塔 头部呈酒杯形状的输电塔。如图8所示，酒杯型塔的顶部两端架设两根架空地线，导线呈水平排列。该型塔是500kV及以上电压等级的单回交流输电线路的较常用塔型，施工运行经验多，在重冰区或多雷区适应性较强。

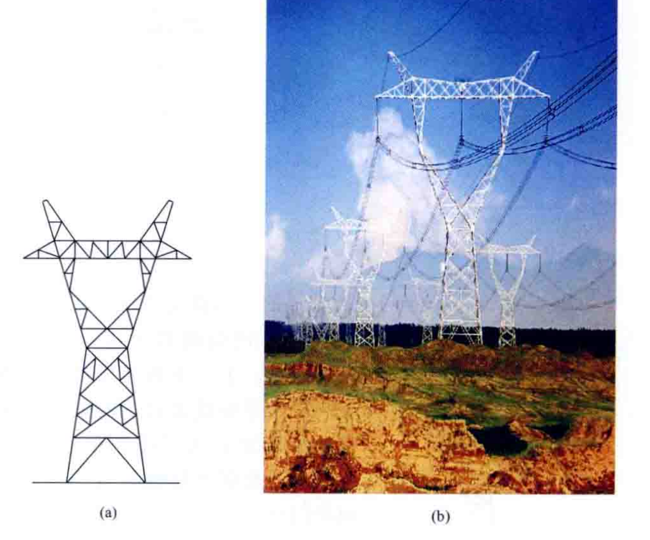
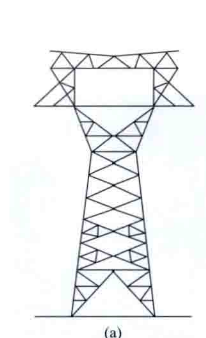
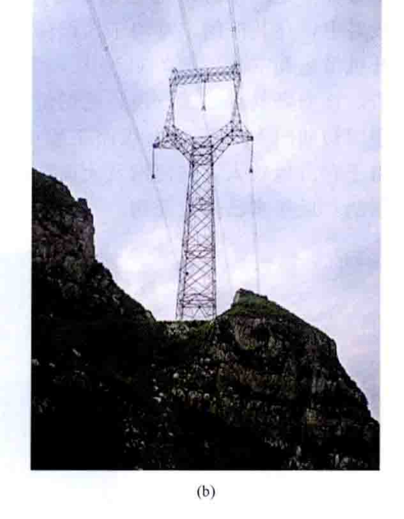


图8 酒杯型塔

(a) 示意图；(b) 500kV输电线路酒杯型铁塔

猫头型塔 头部呈猫头形状的输电塔。如图9所示，猫头型塔的顶部两端架设两根架空地线，导线呈三角形布置。

(a) (b)

图 9 猫头型塔

(a) 示意图；(b) 500kV 输电线路猫头型铁塔

该型塔是 220kV 及以上电压等级单回交流输电线路的较常用塔型，施工运行经验较多，它与酒杯型塔相比，可节省线路走廊，但经济指标稍差。中国猫头型塔常用在单回路交流输电线路中，其他国家在双回交流输电线路中也有应用。

干字型塔 呈“干”字形状的输电塔。如图 10 所示，该型塔顶部的左、右端各架设一根架空地线，导线呈三角形布置。该塔型受力清晰，有较好的经济指标，常用作 220kV 及以上电压等级的单回交流输电线路耐张型塔。

上字型塔 下层导线横担的以上部位呈“上”字形状的输电塔。如图 11 所示，该型塔顶部只架设一根架空地线，导线呈不对称的三角形布置。该型塔适用于轻雷区和轻冰区域导线截面较小的输电线路。

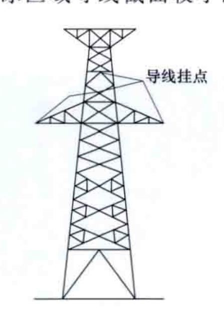


图 10 干字型塔示意图

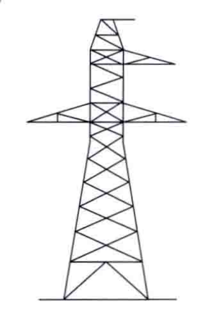


图 11 上字型塔示意图

鼓型塔 导线排列如腰鼓形的双回路交流输电塔。如图 12 所示，该型塔的中层导线之间距离最大，上、下各层导线之间距离小于中层导线之间的距离。导线呈鼓形布置是为了适应覆冰地区，可有效避免脱冰跳跃导致的相导线间的闪络事故。

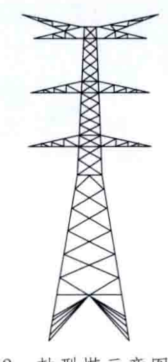


图 12 鼓型塔示意图

伞型塔 导线排列呈伞形的输电塔。如图 13 所示，该型塔的上、中、下层导线之间的水平距离自上而下或自下而上逐渐增大呈正伞形或倒伞形。该型塔塔身刚度大，适用于大风速地区。

紧凑型塔 在紧凑型架空输电线路中支承导线的输电杆塔。如图 14 所示，该类型塔的三相导线间无接地构件，导线置于塔的同一塔窗内，有单回路紧凑型塔和双回路紧凑型塔。紧凑型输电线路可以有效提高自然输送功率，同时可减少线路走廊宽度。图 15 为紧凑型输电线路转角铁塔。

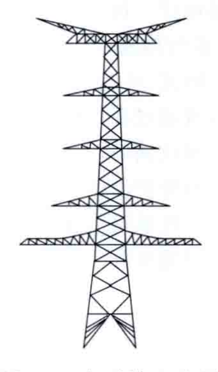


图 13 伞型塔示意图　　图 14 紧凑型塔示意图

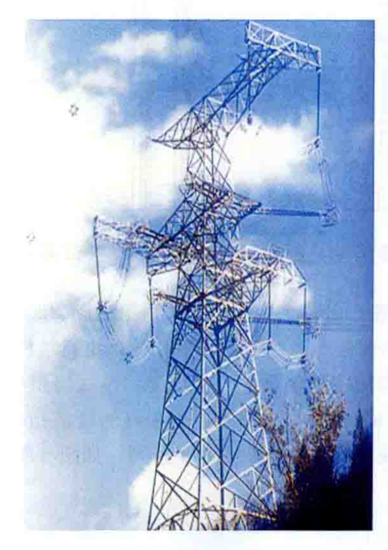


图 15 紧凑型输电线路转角铁塔

ganta jichu

杆塔基础

杆塔基础 (pole & towers foundation) 埋置于地基中，将杆塔荷载传递到地基中的结构。杆塔基础通常采用混凝土、钢筋混凝土、钢材、型钢混凝土等结构。根据工程需要，杆塔基础做成多种结构型式。中国架空输电线路常用的有现浇基础、装配式基础、桩基础、岩石基础以及底盘、卡盘和拉线盘基础等型式。按照施工方法分类，一般分为开挖回填类基础，掏挖基础，岩石基础，钻孔灌注桩基础，打入桩基础，底盘、卡盘和拉线盘基础和其他特殊类型基础。

开挖回填类基础 可分为一般回填现浇基础、预制基础和装配式基础。图 1 是一般回填现浇基础、预制基础型式的示意图。包括直柱式平板刚性基础、直柱式平板柔性基础、斜柱式平板柔性基础等。其施工时首先以大开挖的方式进行土石方开挖，然后进行支模和混凝土浇注。

装配式基础一般适用于地质条件好的地点，可分为直柱固接型、直柱铰接型、主材直插型、金属支架型、混凝土构

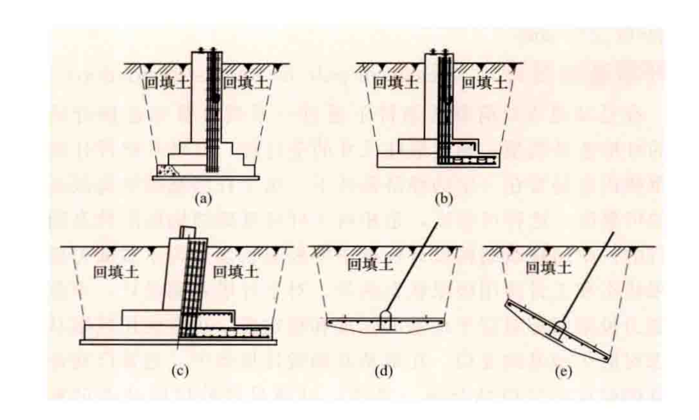


图 1　开挖回填类基础型式

(a) 直柱混凝土台阶式基础；(b) 直柱钢筋混凝土板式基础；(c) 斜柱钢筋混凝土板式基础；(d) 平放式预制拉线基础；(e) 斜放式预制拉线基础

件支架型、塔腿埋入式、金属基础、锥壳基础等多种型式，如图 2 所示，施工时也需以大开挖的方式进行土石方开挖，在中国 330kV 及以下线路中使用过。

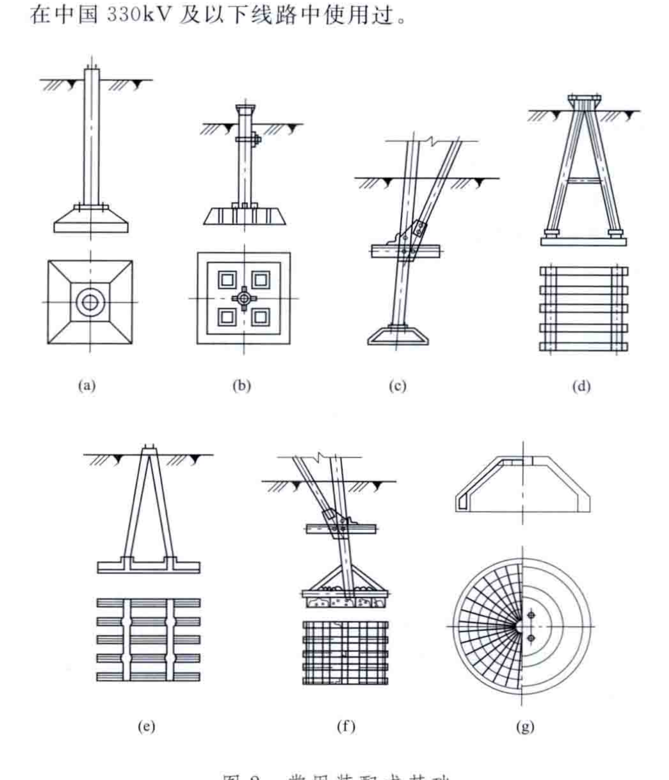


图 2　常用装配式基础

(a) 直柱固接型；(b) 直柱铰接型；(c) 主材直插型；(d) 金属支架型；(e) 混凝土构件支架型；(f) 金属基础；(g) 锥壳基础

掏挖基础　用人工或机械在地基中成孔，置入钢筋骨架并浇注混凝土后形成。分全掏挖和半掏挖两种，半掏挖有少量回填土。掏挖类原状土基础主要适用于地下水位低的硬塑、可塑粘性土地质条件，在强风化、中等风化地基岩中也可以采用掏挖基础型式。图 3 是常用掏挖扩底原状土基础。掏挖类原状土基础主要特点是：原状土承载能力强，不需要回填土，消除了回填土质量不可靠带来的安全隐患，“以土代模”，开挖量少、施工方便、节省材料。

岩石基础　在整体性较好的岩石地基上打孔，将锚杆或

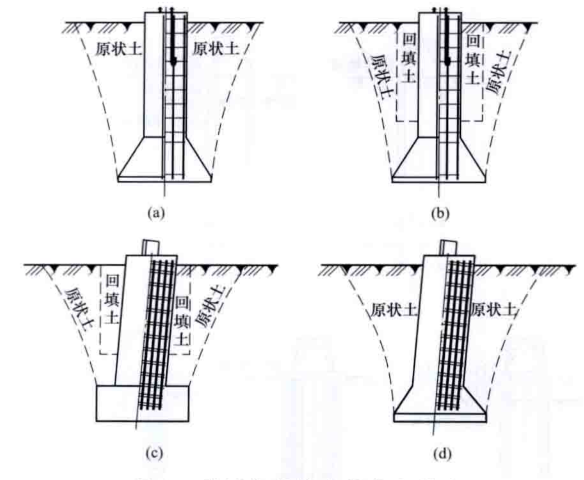


图 3　常用掏挖扩底原状土基础

(a) 直柱全掏挖基型；(b) 直柱半掏挖基型；(c) 斜柱半掏挖基型；(d) 斜柱全掏挖基型

钢筋用水泥砂浆锚固于岩石地基中，从而充分利用岩石地基较高的强度特性来承受杆塔基础外荷载作用，可分为直锚式、群锚式、嵌固式、斜锚式等型式，如图 4 所示。

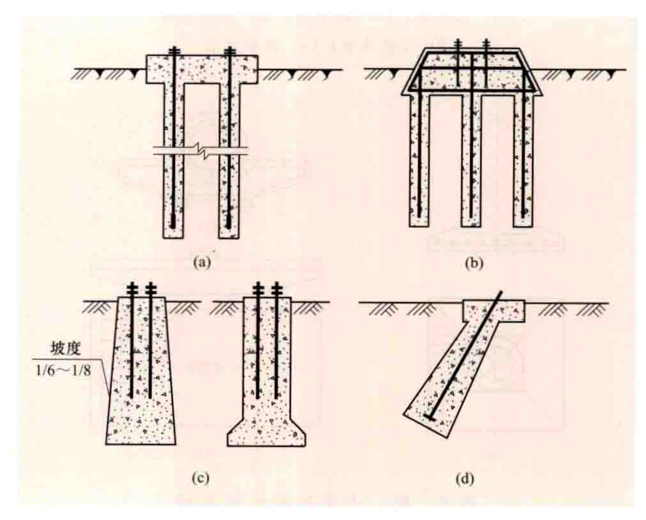


图 4　常用岩石基础示意图

(a) 直锚式；(b) 群锚式；(c) 嵌固式；(d) 斜锚式

钻孔灌注桩基础　主要应用于地质条件差的地段或有冲刷的塔位，该类型基础土石方量较小，钢筋及混凝土耗量多，需用专门的钻孔设备，设备转场费用高，对环境污染大，一般造价较高。图 5 是常用灌注桩基础型式。

打入桩基础　中国主要用钢筋混凝土预制桩，有矩形断面，也有预应力环形断面的 PHC 桩，采用锤打或压入等方法埋入土中。可以用单桩作为一个塔腿的基础。一般常用几根桩组成的群桩，并在其上浇制混凝土承台，使群桩连成整体以承受较大的荷载。

底盘、卡盘和拉线盘基础　底盘和卡盘适用于钢筋混凝土电杆，均为钢筋混凝土预制品。底盘埋在电杆底部，呈方形或圆形，承受电杆的下压力并将其传递到地基上，如图 6 (a) 所示。卡盘呈长方形，贴紧电杆的埋地部分，用钢抱箍与电杆固定；用以承受电杆的横向力，并将其传递到电杆侧面的土壤，如图 6 (b) 所示。拉线盘作为拉线的锚固基础，

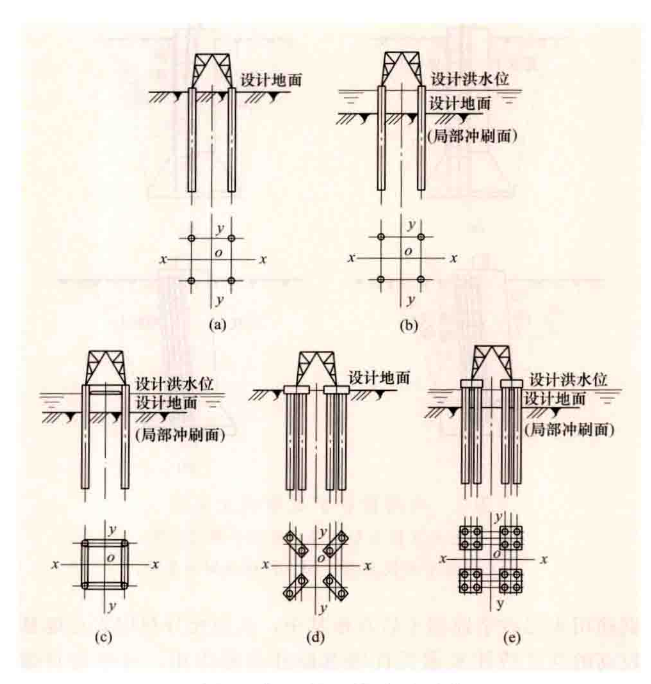


图 5　常用灌注桩基础型式

(a) 低单桩；(b) 高单桩；(c) 高桩框架；(d) 低桩承台；(e) 高桩承台

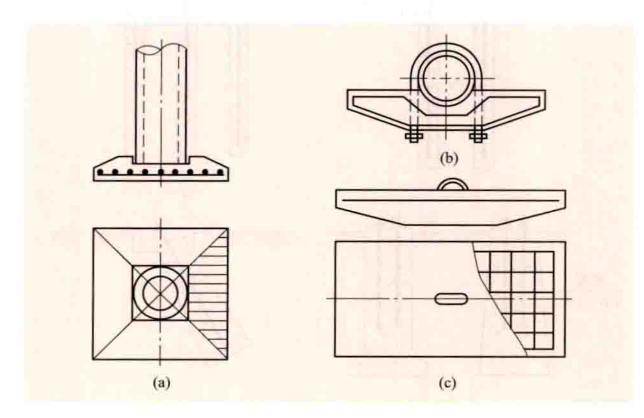


图 6　底、卡盘和拉线盘基础

(a) 底盘基础；(b) 卡盘基础；(c) 拉线盘基础

适用于各种拉线杆塔。一般是长方形钢筋混凝土预制品，盘的中央设吊环与拉线金具相连接，埋置土中承受拉线的拉力，如图 6 (c) 所示。对于土质不良、拉线荷载又很大的杆塔，有时也采用环境混凝土重力式拉线锚固基础。

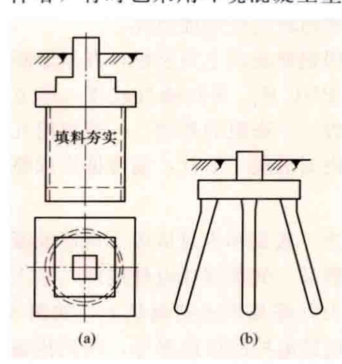


图 7　特殊类型基础

(a) 复合式沉井基础；(b) 树根式基础

其他特殊类型基础　在工程实践中，根据不同类型的地质条件和工程特殊要求，采用的特殊类型基础有：在施工难度大的流砂和软弱地层中采用的复合式沉井基础，在淤泥质区还可采用树根式基础、螺旋锚基础等，螺旋锚基础与树根基础类似，只是将树根的微型灌注桩换成金属锚杆。见图 7。

ganta jichu sheji

杆塔基础设计 (design of pole & towers foundation)

在已知地质及荷载等条件下通过一系列计算来选择合适的杆塔基础类型，确定最佳尺寸的全过程。杆塔基础设计的重要内容是要在一定的经济条件下，赋予杆塔基础结构最高的可靠度。这种可靠度，是相对于杆塔基础结构极限状态而言的。中国建筑结构设计标准中将极限状态分为承载能力极限状态和正常使用极限状态两类。对于杆塔基础设计，承载能力极限状态对应于地基的强度和稳定度，正常使用极限状态对应于地基的变位。在地基基础设计规范中，通常已将地基的强度和变位结合统一考虑，以满足两种极限状态的要求。在特殊情况下，如松软地基的特高塔基础，设计时尚需增加对沉降和位移量的核算。杆塔基础设计的主要设计荷载一般包括竖向力（即上拔力和下压力）、横向水平力及纵向水平力等，相应的计算内容有基础上拔稳定、下压稳定、倾覆稳定和自身强度四项。

杆塔基础设计要求　在安全可靠的前提下，尽量做到经济环保。其中安全可靠是指天然地基和杆塔基础在规程规定的各种工况下必须保证稳定，要有适当的安全储备，即使在某些异常情况下也应具有一定的可靠性水平，并且在外荷载作用下，杆塔基础不能产生太大的、可能造成杆塔承载力严重下降的变形。经济环保是指在考虑各种外界因素后，所选取基础方案的经济效益和社会效益是所有可行方案中最优的。

基础设计内容　杆塔基础的用途是把杆塔的作用力向地基土（岩）传递。杆塔基础作用力包括竖向力（即上拔力和下压力）、水平力（包括横向及纵向水平力）以及由此产生的倾覆力矩等，一般情况下杆塔基础设计内容包括上拔稳定、下压稳定、倾覆稳定和基础本体强度设计。

上拔稳定性　杆塔基础抵抗上拔荷载的能力。工程上多采用剪切法和土重法计算。

(1) 剪切法。对原状土基础，根据原状土的固结状态，假定上拔时土壤呈弧形剪切面破坏。极限上拔力由三种抗拔力共同平衡：①与土壤凝聚力、基础形状、基础高低比因素有关的抗拔力。②与土壤容重、土壤内摩阻角、基础形状、基础高低比因素有关的抗拔力。③基础自重。这比较符合抗拔土体的破坏机理，它不但考虑了土体和基础的自重，而且充分利用了土体自身的抗拔作用。

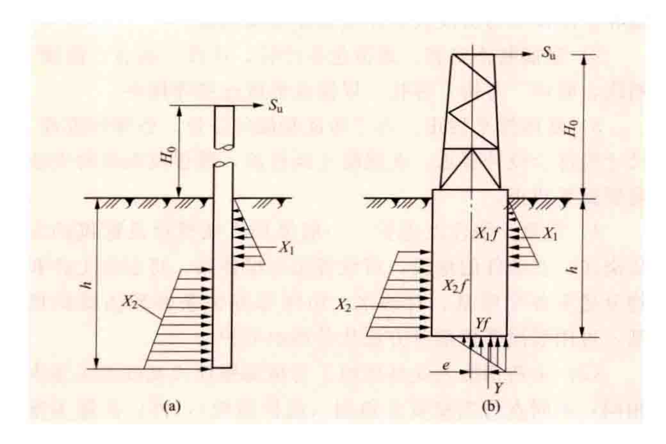
(2) 土重法。沿用多年的经验方法，主要依靠基础及基础底板上方土体的自重来抵抗上拔力的作用，其原理简单，计算简便。

下压稳定性　杆塔基础承受下压荷载的能力。为保证承受最大下压设计荷载作用时地基土不会发生剪切破坏而失去稳定，要求基础底板下的地基应力不超过地基土的允许承载力。

倾覆稳定性　杆塔基础抵抗倾覆荷载（水平力和倾覆力矩）作用的能力。受倾覆荷载作用时，根据力的相互作用原理，基础也会受到土体的反作用力并形成抵抗弯矩，基础倾覆稳定设计是保证基础能够在被动土抗力产生的平衡力矩作用下保持稳定。

基础倾覆稳定计算是对杆塔基础抵抗倾覆力矩荷载的能力的计算。受水平横向或纵向为主的荷载作用时，在地基受

影响范围内，要求基础两侧被动土抗力产生的平衡力矩能保持基础的倾覆稳定，图中（a）、（b）分别为混凝土杆、窄基铁塔的倾覆稳定计算简图，其中 S_u 为极限倾覆力；X_1、X_2 为基础两侧被动土抗力的合成；f 为基础与土壤间的摩阻系数；H_0 为倾覆力作用高度；h 为基础埋深。



基础倾覆计算简图

（a）混凝土杆；（b）窄基铁塔

基础本体强度设计　以基础本身作为结构构件进行的计算。它要求基础与杆塔的连接、基础本体的各个截面和部位都必须可靠，进而保证杆塔的作用力通过基础传递至地基。

基础设计考虑的因素　杆塔基础设计是指在已知地质及荷载等条件下通过一系列计算来选择合适的杆塔基础类型，确定基础最佳尺寸的全过程。经济性、环境保护和施工难易程度都是杆塔基础设计中需要自始至终加以考虑的因素，在此基础上，需考虑地质条件、荷载特性、基础的承载力特性、地基承载特性、基础不均匀变形对杆塔承载力的影响、施工方法等因素。

地质条件　基础设计的出发点，包括塔位处的地形地貌、地基土（岩）种类及物理力学性质、地下水位情况等，甚至包括某些特殊地基土（岩）在施工过程中的变化特性。对地基土（岩）的准确评价是保证基础设计经济合理的关键。

荷载特性　基础设计时主要的变量不仅是各荷载的方向、大小、加载的快慢和出现的频率，还要考虑荷载的分布和偏心程度等，设计中应根据不同的荷载特性来确定基础的承载能力。

基础的承载特性　根据基础传递荷载的工作机理，考虑基础和地基土（岩）中是否有可能出现潜在的破坏面，以及这个破坏面随基础埋置深度的不同而变化的规律。实际的荷载分布情况、地基土（岩）的特性及基础材料决定了基础受力后的承载特性。

地基承载特性　直接取决于它们在不同荷载条件（如持续、短时、周期）作用下的强度和变形特性。地基对持续荷载和短时荷载（包括施工荷载和检修荷载）的反应是不同的，根据土质和短时荷载持续时间的不同，地基土可能处于排水状态，也可能处于不排水状态。地基土（岩）的承载特性需要根据相关地质参数加以确定。

基础不均匀变形对杆塔承载力的影响　地基、基础、杆塔是相互联系成一个整体来共同承担荷载的，当地基或基础发生不均匀变形时，杆塔将对变形产生制约作用，这必然引起杆塔结构内力重分布，杆塔构件产生明显的附加应力，导致杆塔的承载能力降低。

施工方法　可以直接影响基础系统的极限承载能力。例如，施工时对原状土过分扰动和不按照要求回填将明显影响基础承载力，增加基础不均匀变形的几率；反之，则可以明显地改善基础的承载能力，降低基础不均匀变形的可能性。

基础方案选择原则　针对不同的地质条件、荷载特性、基础的承载力特性、地基承载特性、基础不均匀变形对杆塔承载力的影响、施工方法等，因地制宜地选择基础型式，不仅可确保线路的安全运行，而且可降低工程成本，同时可最大限度地保护好自然环境，以实现安全、经济、环保、合理之目的，有效降低工程造价。

基础方案选择时，遵循下面的原则：

（1）根据地形、地质特点及运输条件，综合分析比较，结合全寿命周期管理理念，选择适宜的基础型式。

（2）在安全、可靠的前提下，采取合理的结构型式，改善基础受力状态，尽量做到经济、环保，减少施工对环境的破坏。

（3）充分利用原状土地基承载力高、变形小的良好力学性能，因地制宜采用原状土基础。

（4）对特殊地基，提出特殊的基础型式和处理措施。

（5）注重环境保护和可持续发展战略。

（6）注重施工的可操作性和质量的可控制性。

杆塔和基础的强度配合　架空输电线路是由地基、基础、杆塔、绝缘子、导地线组成的特定系统，其安全问题属于概率论串联事件，系统的安全程度取决于系统中安全概率较低的部分。如果系统中部件 K 的故障概率比其他部件的故障概率至少低一个数量级，那么系统的故障概率可以近似由部件 K 的故障概率决定。

IEC 部件强度配合的基本原则是使第一个破坏构件在理论上危险极限与破坏极限的比值为 1.0，并注意低于危险极限的部件。典型强度配合见表 1。

表 1　部件典型强度配合表

项目	主要部件	主要部件的强度配合
首先破坏	直线塔	塔，基础，金具
90%置信度的不会首先破坏	转角塔	塔，基础，金具
	终端塔	塔，基础，金具
	导线	导线*，绝缘子，金具

* 最弱的部件。

一般线路的安全度从小到大顺序为直线塔-直线塔基础-悬式绝缘子金具串-转角塔-转角塔基础-终端塔-终端塔基础-导地线-耐张绝缘子金具串，各个部件的安全度通过各个专业设计规范的安全系数或者分项系数体现出来。

基础设计方法　基础设计采用以概率理论为基础的极限状态设计方法，用可靠度指标度量基础与地基的可靠度，在规定的各种荷载组合作用下或各种变形的限值条件下，满足线路安全运行的要求。

基础的上拔和倾覆稳定，应采用的极限状态表达式为

$$\gamma_f \cdot TE \leqslant A(\gamma_k, \gamma_S, \gamma_C, \cdots) \quad (1)$$

式中 γ_f 为基础附加分项系数，应按照表 2 的规定确定；TE 为基础上拔或倾覆外力设计值；$A(\gamma_k, \gamma_S, \gamma_C, \cdots)$ 为基础上拔或倾覆的承载力函数；γ_k 为几何参数的标准值；γ_S、γ_C 分别为土、混凝土的重度设计值（取土、混凝土的

表 2　基础附加分项系数 γ_f

杆塔类型	上拔稳定		倾覆稳定
	重力式基础	其他各种类型基础	各类型基础
悬垂直线杆塔	0.9	1.10	1.10
耐张直线（0°转角）及悬垂转角杆塔	0.95	1.30	1.30
耐张转角、终端及大跨越杆塔	1.10	1.60	1.60

实际重度）。

基础底面压应力，应采用的极限状态表达式为：

（1）当轴心荷载作用时 $P \leqslant f_a/\gamma_{rf}$ （2）式中 P 为基础底面处的平均压应力设计值；f_a 为地基承载力特征值；γ_{rf} 为地基承载力调整系数，宜取 γ_{rf} 为 0.75。

（2）当偏心荷载作用时，除应按式（2）计算外，还应按式（3）计算

$$P_{max} \leqslant 1.2 f_a/\gamma_{rf} \tag{3}$$

式中 P_{max} 为基础底面边缘的最大压应力设计值。

总之，基础的设计应遵循安全可靠、先进适用、经济合理、环境友好的原则，充分借鉴以往的工程经验，按极限状态设计原理和现行规程规范进行设计。

ganta jichu shigong

杆塔基础施工

（construction of pole & towers foundation）　架空输电线路建设中进行土石方开挖、基础浇筑和安装的施工工序。主要包括土石方工程和基础工程两部分。土石方工程常用的主要施工机械有旋锚机、钻扩机、凿岩机、夯实机以及常用的排水机械。基础工程施工机具常用的有混凝土搅拌机、振捣器、模板及支撑、地脚螺栓支架、插腿找正工具等。为了解决山区运输的困难，越来越多使用索道运输方式，在基础施工前进行架设，在后续的工序中使用。

土石方工程　包括土方开挖、机械钻孔、岩石爆破及土方回填等方面的内容。

土方开挖　对于较松干的土，一般采用人工或机械开挖，坚硬干土及冻土，优先采用机械或爆破法施工，泥水坑则采用排水法，流沙坑采用轻型井点降低地下水位法施工。

机械钻孔　桩基础施工一般采用旋挖钻机、回转钻机或潜水钻机等机械进行成孔的施工方法，对于容易坍塌的坑壁通常采用泥浆护壁措施。

岩石爆破　利用炸药引爆后产生的高温高压气体，使周围的岩石破碎，它是开挖岩石基坑最常用的有效方法。

土方回填　采用“大开挖”方式成型的基坑（包括土坑和石坑），其基础底板（层）以上的土即为扰动的回填土。回填土应有足够的强度、密实度和稳定性。

基础工程　不同类型的杆塔基础，施工时的基础工程具体内容也不同。按照是否对土扰动分为非原状土基础、原状土基础两种，非原状土基础需要在基础施工完成后进行土方回填，原状土基础不需要进行土方回填。

非原状土基础主要包括大开挖现浇基础、装配式基础等；原状土基础主要包括掏挖式基础、岩石基础、桩式基础等。

大开挖现浇基础施工　可分为地脚螺栓式、主角钢插入式。

（1）地脚螺栓式基础是最常见的现浇基础，一般是大块基础（包括台阶式基础）或斜柱式基础，它的施工通常包括模板及钢筋制作安装、基础操平找正、混凝土浇注及养护等工作。

1）模板制作安装。常用的模板材料有木模、竹模、钢模等。模板结构由模板本体及支撑系统组成。

2）钢筋制作安装。通常包括冷拉、冷拔、调直、除锈、划线、剪切、弯钩、绑扎、焊接或机械连接等程序。

3）基础操平找正。为了保证基础的方位、各部标准高、尺寸等符合设计要求，在混凝土浇注前，模板及钢筋的安装需要操平找正。

4）混凝土浇注及养护。一般采用机械搅拌及振捣的方法浇注。有条件的地段，可设置集中搅拌站，将混凝土拌和物分送至各个塔基。对缺水、山区等养护条件较困难的塔基，可用喷涂养护剂等方法代替洒水养护。

（2）主角钢插入式基础施工与地脚螺栓式基础施工基本相同，不同点为先安装主角钢（简称插腿），再以插腿为准安装模板和浇注混凝土。插腿的安装方法有整体找正架法、单腿找正架法、塔腿组合法、绳索固定法、支撑插腿法等。

装配式基础施工　将基础构件在工厂集中预制或加工后，运至塔位进行组合安装。这类基础主要有金属和混凝土两类。

掏挖式基础施工　分为挖坑和灌注混凝土两个部分。

（1）挖坑。除采用人工或机械开挖外，对黏土类土质，也可利用爆扩（或爆破）成型后人工修理的方法进行。

（2）灌注混凝土。露出地面的柱体部分可支小模板灌注。坑内浇注应由中间向四壁扩展，且宜用坍落度较大的混凝土，以利于振捣和防止泥土混入。

岩石基础施工　根据岩石性质及风化程度等的不同，岩石基础一般有直锚式、承台式及嵌固式三种。施工程序通常包括清理施工基面、打锚孔（或开挖基坑）、安装地脚螺栓（或锚筋）、灌注水泥砂浆（或混凝土）。

桩式基础施工　常用桩式基础有钻孔桩基础、爆扩桩基础及旋锚桩基础等形式。

（1）钻孔桩基础施工。常用钻孔机械有冲击式、旋转式和潜水式等多种。施工内容包括钻孔、清孔、钢筋制作安装和灌注混凝土等。①钻孔：一般采用机械钻孔，水下钻孔宜采用泥浆护壁。②清孔：常用换浆法稀释泥浆比重和降低孔底沉渣。③钢筋制作安装：一般采用钢筋集中加工，钢筋笼现场分段制作成型；安装钢筋笼时，在钢筋笼上加设导向装置，钢筋笼在孔口进行连接接长。④灌注混凝土：利用导管，按水下灌注法施工。

（2）爆扩桩基础施工。爆扩桩基础是采用爆破手段施工的一种较特殊的桩式基础。施工方法有一次成型和两次成型两种。①一次成型：在钻成立柱导孔后，将炸药包装入导孔底，再沿导引全长放入药包，起爆后形成桩柱孔并扩大底部孔腔，然后安装钢筋骨架、地脚螺栓和灌注混凝土。②两次成型：先用机钻或爆扩方法形成柱孔，再在孔底放入集中药包，孔内灌适量混凝土，起爆后孔底扩大成孔腔，混凝土随即落入孔腔底部，接着安装钢筋骨架、地脚螺栓和灌注混凝土。

（3）旋锚桩基础施工。旋锚桩是经过防腐处理的无缝钢

管制成的一根导引段和若干根延长段连成一体而构成的。导引段上焊有螺旋锚片，使用专用旋锚机将桩体旋入泥土中。旋进方法将导引段钢管安装在旋锚机动力头上，按设计值调整好旋进倾斜度，锁定钻臂，进钻，接续延长段，继续反复进行旋进、接续，直到扭矩达到设计值为止。按桩顶露出地面的长度要求，将多余的钢管割掉，焊盖板，在管臂上焊接承台补强钢筋。后续施工与台阶式基础相同。

为减少植被的破坏、减少水土流失、保护生态环境，在山区或丘陵地段，因地制宜地采用铁塔四个腿的基础面不等高（各基础面非统一标高）的方式排位，该基础即称之为高低腿基础。其各腿基础的方位、基础面标高的测量以及基础的操平找正等均比等高腿基础的难度大，可使用斜距法测量。

土石方工程施工机械　有旋锚机、钻扩机、凿岩机、夯实机以及常用的排水机械。用于山区的索道运输通常在土石方工程同步进行施工，可以用于整个线路建设中。

旋锚机　用于旋锚桩的沉桩作业。一般采用轮式或履带式的拖拉机、汽车、挖掘机的底盘，配以必要的桩机施工作业装置。

钻扩机　用于直筒式钻孔桩和扩底式钻孔桩基础孔的钻进。钻扩作业时，先钻进地面达到要求的深度，再通过特殊的机构使钻削刀头逐渐张开，进行底部扩孔作业，最后形成类似蒜头状的基础孔。钻扩机的特点是成孔规范化，无多余切削量，可保持原状土强度。

凿岩机　用于山区杆塔基础施工开凿岩石孔的冲击式钻孔机械。常用的有内燃凿岩机和风动凿岩机两种。

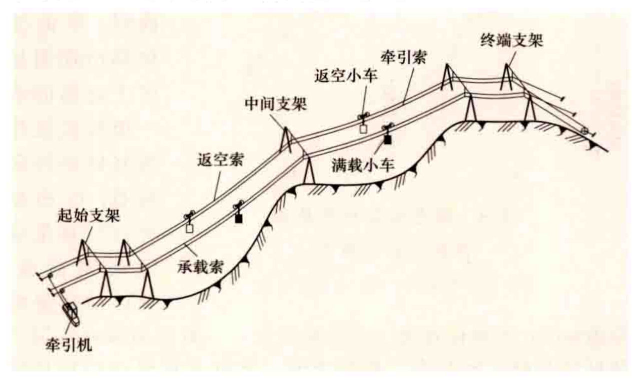
（1）内燃凿岩机由两冲程汽油发动机和凿岩机两大部分组成，发动机活塞和凿岩机冲击活塞在同一缸体内。

（2）导轨式风动凿岩机又称岩石钻机，由风动凿岩机和凿岩台车（或台架）配套使用，可用于钻凿直径较大（ϕ80～ϕ130mm）和较深（采用接钻杆后最深可达 30m 以上）的岩孔。

索道运输　一种将钢丝绳架设在支承结构上作为运行轨道，用以运输货物或人员的运输系统。在输电线路施工中仅用于运输货物。在输电线路施工中应用索道运输可减少道路修筑、林木砍伐，提高运输效率，具有较好的经济性，减少对环境的影响。

索道运输系统一般由承载索、返空索、索引索、支承结构、行走机构、牵引机构、端部地锚等组成。

单个运输构件重量在 2t 以下的通常采用单根承载索，称为轻型索道（见图）；单个运输构件重量在2～5t 的，通常采用 2～4 根承载索，称为重型索道。



轻型循环索道

基础工程施工机具　常用的有混凝土搅拌机、振捣器、模板及支撑、地脚螺栓支架、插腿找正工具等。

混凝土搅拌机　混凝土搅拌机分为自落式和强制式两类。自落式搅拌机多用于搅拌塑性混凝土和低流动性混凝土，强制式搅拌机适用于搅拌干硬性混凝土和轻骨料混凝土及流动性混凝土。输电线路施工多采用自落式搅拌机，其动力设备分为内燃机和电动机两种。强制式搅拌机一般用于集中搅拌站等交通条件较好的场所。

振捣器　用于混凝土振捣，使其密实。振捣器分为插入式、平板式等多种类型。输电线路施工宜用软管插入式振捣器。在振捣过程中应避免振捣棒触及钢筋、模板、地脚螺栓或插腿。

发展趋势　杆塔基础施工现场分散，又受多变的地形、地质、运输等条件影响，难以完全摆脱笨重的体力劳动，使得杆塔基础施工成为整个输电线路施工的薄弱环节。世界各国一方面都在推广和发展更经济合理的不破坏或少破坏原状土的基础，如钻孔桩基础、钻扩桩基础、岩石基础、掏挖式基础、旋锚桩基础等，另外，在施工方面，主要是大力推广并提高机械化施工水平。为解决运输困难地段的施工问题，不少国家仍然采用金属装配式基础。对现浇基础，除采用集中搅拌站外，还较多使用主角钢插入式基础。在施工运输方面，山区采用索道运输，发达国家采用轻型轨道运输、直升飞机运输。

ganta jichu shiyan

杆塔基础试验　（tests of pole & towers foundation）

为向设计和施工验收提供可靠依据，验证设计理论、施工方法是否合理，确定杆塔基础与地基相互作用承载能力并测定基础的相应位移及地基土应力的试验。由于输电线路岩土工程地质条件复杂，杆塔基础又属于地下隐蔽工程，影响基础工程的因素又很多，所以杆塔基础的施工质量具有很多的不确定性因素，因此其试验与质量检测成为杆塔基础工程质量控制的重要手段。

输电线路工程基础与建筑、交通等行业工程基础在结构形式、功能等方面类似，均是将上部结构荷载传递至地基岩土体中，主要材料是钢筋混凝土或钢构件，但两者又存在明显的差异，前者所承受的荷载特性复杂，承受拉/压交变荷载作用的同时又承受着较大水平荷载作用，抗拔和抗倾覆稳定通常是其设计控制条件，而一般条件下后者抗压稳定性才是其设计控制条件。因此，输电线路基础工程试验检测技术既与传统技术类似，又具有明显的行业特点。

线路杆塔基础试验一般是指基础静载试验，包括竖向上拔、竖向下压、水平、上拔＋水平联合工况、下压＋水平联合工况等 5 种工况条件下的静载荷试验。对于桩基础，除了静载荷试验外，还有桩基低应变、高应变、声波透射法、钻芯法等试验检测试验方法。

杆塔基础静载试验　模拟杆塔结构对基础荷载作用，分别在基顶逐级施加竖向上拔荷载、竖向下压荷载、水平荷载，或多方向荷载共同作用，观测基础的荷载、位移等数据，并根据荷载与位移、位移与时间等关系及地基基础的表现特征等，综合判定相应的基础承载性能的试验方法。它是检验杆塔基础

承载能力的各种方法中应用最广、最有效，且被公认为试验结果最准确、最可靠的方法，其显著的特点是受力条件接近实际，简单易用，试验结果直观、易于理解和接受。

杆塔基础竖向上拔静载试验　布置如图1所示，试验设备主要由千斤顶上下顶板、液压千斤顶、反力钢梁、连接螺杆、基础连接板与反力装置构成。其中，反力装置采用天然地基或反力基础通过反力钢梁提供支座反力，液压千斤顶利用载荷仪通过油路系统（包括泵站、油管、油压传感器或油压表）进行加卸载，利用位移传感器或百分表等自动记录位移值。根据试验采集数据形成荷载与位移关系、时间与位移关系等曲线来综合确定输电线路杆塔基础的上拔承载能力。

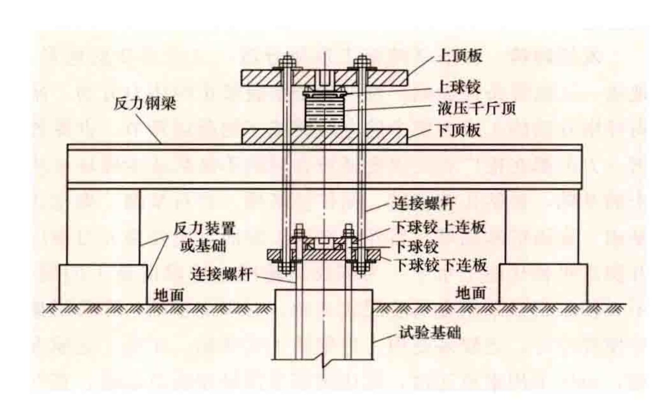


图1　输电线路杆塔基础竖向上拔静载试验示意图

杆塔基础竖向下压静载试验　布置如图2所示，试验设备主要由千斤顶上顶板、千斤顶下底板、液压千斤顶、反力钢梁、锚桩构成。其中，加载反力装置主要通过锚桩与反力钢梁实现，液压千斤顶利用载荷仪通过油路系统（包括泵站、油管、油压传感器或油压表）进行加卸载，利用位移传感器或百分表等自动记录位移值。根据试验采集数据形成荷载与位移关系、时间与位移关系等曲线来综合确定输电线路杆塔基础的下压承载能力。

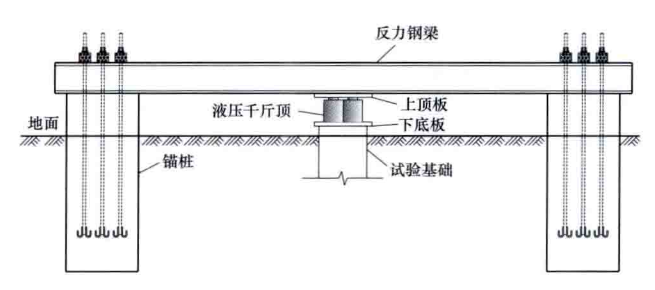


图2　输电线路杆塔基础竖向下压静载试验示意图

杆塔基础水平静载试验　布置如图3所示，试验设备主要由反力地锚、钢丝绳、滑轮组与拉力传感器等构成。反力地锚为试验基础提供反力，通过人工对滑轮组施加拉力，由拉力传感器提供水平荷载示值，通过固定在基准梁上的位移传感器进行位移测量。根据试验数据及地基基础表现特征来综合确定输电线路杆塔基础的水平承载能力。

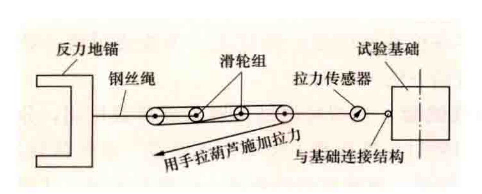


图3　输电线路杆塔基础水平向静载试验示意图

杆塔基础多方向组合静载试验　上拔/下压＋水平力组合荷载工况下的输电杆塔基础试验可真实模拟试验基础的实际荷载工况，试验基础荷载分竖直上拔力/下压力，以及X、Y方向水平力或X、Y方向水平力合力，试验前按各方向荷载标准值的1/10为增量进行荷载分级，确定每一级加载工况对应的荷载值。采用慢速维持法施加荷载，试验中第1次加载量为分级荷载增量的2倍，以后按分级荷载增量逐级等量加载。考虑输电杆塔基础的受力特点，试验中各方向荷载按照同一分级荷载所对应的荷载值施加，并自动加载、补载与恒载。

杆塔基础荷载试验的加载方法　主要包括慢速维持法、快速加载法、循环加载法三种。加载方法的选择因基础类型、荷载性质、试验要求的不同而定。①慢速维持法，又称保持荷载法，采用逐级加载，每级加载都需待基础位移相对稳定后再加下级荷载，直至基础被破坏。每级宜按承载力设计值的1/10增载。基础位移相对稳定的标准是每级荷载作用下基础位移每小时内小于0.1～0.5mm。测读基础位移量的间隔时间：每级加载后隔15min读一次，累计1h后，每隔0.5h读一次。②快速加载法，每隔10～60min逐级增加一级荷载，直至基础被破坏，整个试验在2～8h内完成，每级荷载增量为预计最大值的1/10～1/15。③循环加载法，取预计最大设计值的1/10～1/15作为每级荷载的加载增量，每一级荷载的试验观测要有3～5次加、卸载的循环，即加载后保持5～10min，作位移等观测记录，然后卸载至零，停2min读残余位移量，如此循环3～5次再加下级荷载。每次加载时间尽量缩短，测读位移间隔时间要严格准确。

杆塔基础极限荷载的确定　还没有统一的方法。当荷载一位移曲线有明显拐点时，可直接取用P-S曲线陡降起始点的荷载值作为基础的极限承载力。当P-S曲线无明显拐点时，则需绘制S-lg$t$（S为竖向位移，t为时间）或S-lg$P$（S为竖向位移，P为荷载）等函数曲线来确定基础的极限承载力。确定基础极限荷载方法一般有三种：①根据沉降随荷载变化的P-S曲线，取曲线明显的陡降起始点［如图4（a）所示］或两端切线的交点［如图4（b）所示］的荷载作为基础的极限荷载；②根据沉降随时间变化的S-lg$t$曲线或沉降随荷载变化的S-lg$P$曲线，取曲线尾部出现明显向下弯曲的前一级荷载值作为基础的极限荷载；③根据允许位移量确定极限荷载，允许位移量的取值标准，可根据各地区的经验而定，一般短期荷载作用下的杆塔基础，地基为一般黏土时，基础上拔允许位移量取25～30mm，基础水平允许位移量取10mm。

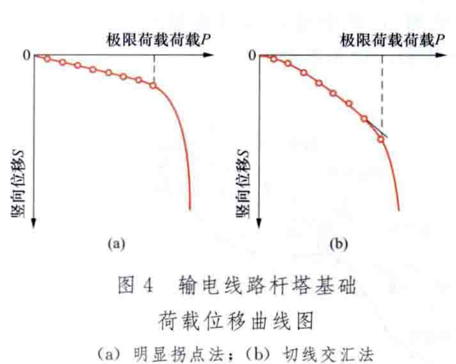


图4　输电线路杆塔基础荷载位移曲线图

(a) 明显拐点法；(b) 切线交汇法

其他桩基础试验 用于输电线路桩基础质量检测中的低应变、高应变、声波透射法、钻芯法等试验，主要针对输电线路杆塔基础中基桩的承载力与完整性进行检测，是桩基工程质量控制的重要手段，与常规的建筑工程中桩基础检测方法相一致。

ganta sheji

杆塔设计

(pole & towers design) 对一种既定导地线及输电方式的杆塔进行荷载计算、选择结构体系、确定结构材料和构件截面型式、确定主要尺寸，进行结构在各种荷载设计工况下的内力与变形计算，进行结构的强度、稳定和刚度等校验，最终绘制出供加工制造与现场组装的详图的全过程。杆塔结构设计既要保证杆塔满足所要求的承载能力和正常使用功能，又应贯彻国家的基本建设方针和技术经济政策，在架空输电线路工程中，杆塔设计占有重要的地位。

杆塔荷载 作用在杆塔上的荷载。杆塔荷载分为永久荷载和可变荷载。永久荷载含导线及地线、绝缘子及其附件、杆塔结构、各种固定设备等的重力荷载，以及拉线或纤绳的初始张力、预应力等长期作用的荷载。可变荷载含风和冰（雪）荷载，导线、地线及拉线的张力，安装检修的各种附加荷载，结构变形引起的次生荷载以及各种振动动力荷载等。

杆塔荷载组合 杆塔设计时考虑的荷载情况的组合。各国规定不尽相同。中国规范中规定各类杆塔均应计算线路正常运行情况、断线情况、不均匀覆冰情况和安装情况下的荷载组合，必要时尚应验算地震等稀有情况。

（1）运行情况组合。包括三种可能：基本风速、无冰、不断线；设计覆冰、相应风速及气温、不断线；最低气温、无冰、无风、不断线。

（2）断线情况。组合是对不同杆塔类别，按回路数、每相导线的多少、所处区段设计冰区级别来选定断线数量及断线张力的大小。断线条件一般按照对耐张、转角杆塔从严，对多回路直线杆塔较严，对采用分裂导线的直线杆塔从宽的原则。断线情况组合目的是使杆塔的纵向强度得到必要的保证。

（3）不均匀覆冰情况。对处在冰区线路段的不同杆塔类别，按照所处区段冰区级别、线路重要性来选定覆冰产生的纵向不平衡张力的大小。覆冰条件一般按照对重冰区从严、对中冰区较严、对轻冰区从宽，对耐张和转角杆塔从严、对防串倒加强杆塔较严、对直线杆塔从宽，对重要线路从严、对一般线路从宽的原则进行覆冰荷载组合，目的是提高线路杆塔的抗覆冰过载能力。

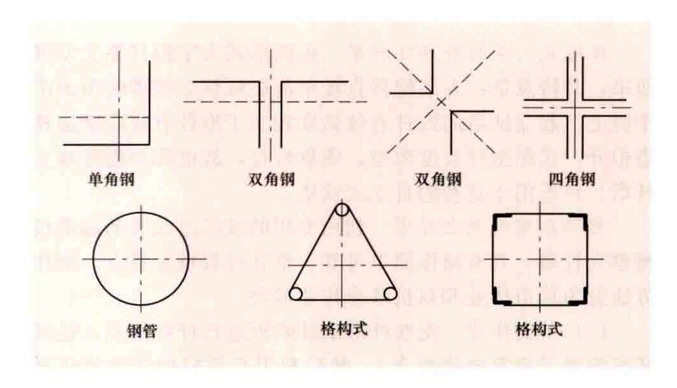
（4）安装情况。按照 10m/s 风速、无冰、相应气温的气象条件考虑可能发生的安装情况，以保证杆塔在安装作业时有必要的强度，并确保人身安全。

杆塔材料 杆塔常用的材料有钢材、钢筋混凝土和木材，其中钢材最为常用。中国规范中，规定钢材的材质应根据结构的重要性、结构形式、连接方式、钢材厚度和结构所处的环境及气温等条件进行合理选择。钢材等级一般采用 Q235、Q345、Q390 和 Q420，有条件时也可采用 Q460。钢材质量等级应满足不低于 B 级钢的质量要求。中国规范中，规定普通混凝土杆及预应力混凝土杆的钢筋，一般采用 HRB400 级和 HRB335 级钢筋，也有采用 HPB235 级和 RRB400 级钢筋；预应力钢筋一般采用预应力钢丝，也有采用热处理钢筋。环形断面的普通混凝土杆和预应力混凝土杆的混凝土强度等级不应低于 C40 和 C50。其他混凝土预制构件不应低于 C20。

设计方法 杆塔设计一般应严格遵照国家或地方的相关设计规范，同时还应满足业主的特殊要求和规定。各国主要有两种设计方法：①容许应力法，采用了概率设计方法和可靠度理论；②荷载与抗力分项系数法。中国杆塔结构的设计方法，已由传统的安全系数法过渡到以概率理论为基础的极限状态设计法，结构构件的可靠度采用可靠指标度量，极限状态设计表达式中荷载和抗力采用各种分项系数等表达。

杆塔极限状态 杆塔结构或构件在规定的各种荷载组合作用下或在各种变形或裂缝的限值条件下，满足线路安全运行的临界状态。极限状态分为承载力极限状态和正常使用极限状态。承载力极限状态：结构或构件达到最大承载力或不适合继续承载的变形。正常使用极限状态：结构或构件的变形或裂缝等达到正常使用的规定限值。结构或构件的强度、稳定和连接强度，按承载力极限状态的要求，采用荷载的设计值和材料强度的设计值进行计算；结构或构件的变形或裂缝，按正常使用极限状态的要求，采用荷载的标准值和正常使用规定限值进行计算。

杆塔构件截面型式 杆塔构件常用的截面型式主要有单角钢、双角钢、四角钢、钢管、格构式组合截面等，如图所示。



杆塔构件截面型式

杆塔连接 杆塔构件连接方式一般采用焊接或螺栓连接，由于螺栓连接便于工地组装，易于在工厂作防腐处理，因此最为常用。型钢构件常采用利用节点板的螺栓连接，钢管构件常采用利用节点板的螺栓连接或利用法兰盘的螺栓连接。杆塔构件的连接螺栓一般采用 4.8、5.8、6.8、8.8 级热浸镀锌螺栓和螺母，有条件时也可使用 10.9 级螺栓。

ganta zuli

杆塔组立

(pole & towers erection) 输电线路建设中对杆塔进行安装的工序。根据杆塔型式、地形和施工条件等的不同，杆塔组立分为整体组立和分解组立两类。混凝土杆常用整体组立，铁塔一般多采用分解组立。

整体组立 将杆塔的全部或大部分构件，在地面组装后，利用起重机械或抱杆等机具，将其安装到预定的位置。常用的整体组立方法有倒落式人字抱杆、座腿式人字抱杆、移动起重机和直升飞机整立杆塔等。

倒落式人字抱杆整立杆塔 将作为整立工具的人字形抱杆跨于杆塔的内侧（或外侧），牵引抱杆，使抱杆绕着地面

的某一定点转动，带动杆塔起立；当杆塔起立至一定角度后，抱杆失效并倒落；随即，杆塔依靠直接牵引而竖立至预定位置，如图1所示。杆塔起立后，随即进行各部位尺寸及位置的调正，然后进行固定。

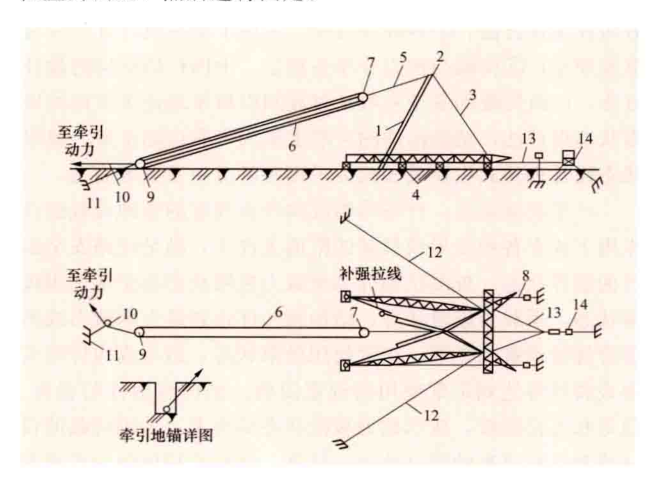


图1　倒落式抱杆整立门型杆塔

1—抱杆；2—自动脱落环；3—固定钢绳；4—支垫；5—总牵引钢绳；6—牵引复滑车组；7—动滑车；8—制动钢绳；9—定滑车；10—导向滑车；11—牵引地锚；12—侧面临时拉线；13—后侧拉线；14—后侧控制动力

座腿式人字抱杆整立杆塔　由倒落式人字抱杆整立发展而来，其特点是：人字抱杆直接坐落在被整立铁塔的顶面两个腿上。起立铁塔的抱杆有效高度相当于抱杆有效高度加铁塔根开，实际抱杆长度较短，质量较轻，故也称小抱杆整立杆塔。只适用于宽基的自立式铁塔。

移动起重机整立杆塔　利用专用的或经过改装的起重机械整立杆塔，具有操作简单可靠、整立过程短等特点。操作方法分为单机作业和双机联合作业两类。

(1) 单机作业。先在杆塔基础附近进行杆塔组装（包括装好绝缘子串及放线滑车），然后利用起重机的吊臂将塔吊离地面，通过调整拉线控制铁塔正确就位。也可利用铰链，使塔腿绕其旋转的方式来整立铁塔，其优点是操作较平稳，且起吊重量较小。

(2) 双机联合作业。先用起重机将杆塔旋转起立至与地面夹角30°～35°，余下的工作，则由另一台起重机通过直接牵引来完成。其最大优点是不需用专用机械，对第一台起重机也不必进行大量的改制工作。

直升飞机整立杆塔　由于受地形、设备等诸多条件的限制，中国自1987年开始，在少数输电线路的个别地段，采用S-61、BV-234型直升飞机分别整立2.6t及8.5t以下的铁塔。其方法是：将杆塔在组装场集中组装后，用直升飞机将整塔直接吊运到塔位进行安装。其他国家采用直升飞机整立杆塔的基本方法是：在整个线路走廊附近设立几个中间站，在中间站把铁塔组装好后，用直升飞机把整塔连同拉线和架空线等，吊往各个塔位，地面作业人员只需将塔腿的底脚和拉线分别固定在相应的基础上，即完成立塔工作。

分解组立　将杆塔构件分段、片或各个单肢，利用抱杆或起重机械等机具，自下而上逐段完成整基杆塔的安装工作。常用的分解组立方法有外拉线抱杆、内拉线抱杆、摇臂抱杆、移动起重机、倒装组塔、直升机分解组塔等。图2为施工人员指挥组塔施工。



图2　施工人员指挥组塔施工（郑贤列　摄）

外拉线抱杆分解组塔　根据抱杆根部固定方式分为外拉线内悬浮抱杆分解组塔和外拉线塔身附着抱杆组塔。

(1) 外拉线内悬浮抱杆分解组塔。将抱杆根部用悬浮方法固定，即用四根下拉线（亦称承托钢丝绳）分别固定于铁塔的四根主材上。吊装110～220kV铁塔时可使用12m长的抱杆，每次起吊质量不超过1000kg；吊装500kV铁塔时，须使用25m长的抱杆，每次起吊质量不超过1500kg。

(2) 外拉线塔身附着抱杆组塔。利用抱杆作为起吊工具，其头部通过一组（通常为四根）锚固于地面的外拉线进行固定与调正，其根部利用钢绳绑固于铁塔主材上。随着塔的组装增高，抱杆也随之升高。这样，使用一套8～12m长的抱杆，即能组装整基铁塔。塔件起吊可采用单抱杆、双抱杆、四根抱杆三种方式。单抱杆起吊方式多用于组装窄身杆塔。抱杆通常座在铁塔主材的内侧，称为内附塔上抱杆，可分片或单肢起吊；分段吊装时，抱杆须座在铁塔主材的外侧，则称之为外附塔上抱杆。双抱杆起吊方式（抱杆呈对角布置）适用于根开不超过9m的较高铁塔或门型塔。四根抱杆起吊方式主要用于大根开、每段主材质量超过1t的铁塔。

内拉线抱杆分解组塔　中国于20世纪60年代在外拉线抱杆分解组塔基础上发展的组塔方法。其特点是：①将固定抱杆头部的一组外拉线改为内拉线（即锚固在已经组装好的铁塔顶部主材上）；②抱杆根部用一组下拉线（即承托钢绳）进行悬浮式固定，起吊塔件时抱杆基本处于垂直位置；③起吊滑车朝天安装于抱杆顶端，以改善抱杆受力及增加抱杆有效高度。内拉线抱杆组塔适用于分片或单肢起吊，其方法分单吊法和双吊法两种。单吊法是将每段铁塔分为两片，分两次起吊与安装。双吊法是采用一个动力、两套牵引系统，同时起吊、安装两片构件，如图3所示。双吊法不但速度快，且由于两侧对称作业，组装时更平稳可靠。

摇臂抱杆组塔　在主抱杆的上部对称布置能上下运动（起落）的吊臂（亦称摇臂），分双摇臂和四摇臂两种。通常抱杆采用座地式，座于铁塔基础中心处的球铰底座上，随铁塔的组装升高采用倒装法接长，现场布置如图4所示。摇臂抱杆底部亦可采用承托钢丝绳进行悬浮固定。还可在抱杆顶部加装外拉线或内拉线，以提高抱杆的稳定性和承载能力。摇臂抱杆适用于各种地形条件下220～500kV输电线路自立铁塔、大根开铁塔及高塔的组装。抱杆起吊能力一般为20～25kN。

移动起重机分解组塔　起重机具有起吊重量大、机动灵活、操作安全可靠等特点。常用的移动起重机有汽车式或履带式吊车、塔式吊车等。作业方式分为混合组装和全机械组装两类。

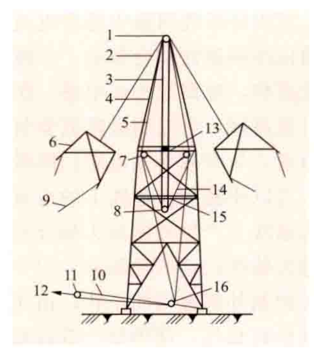


图 3　双吊法的现场布置

1—双轮朝天滑车；2、5—起吊钢绳；3—内拉线抱杆；4—上拉线；6—起吊构件；7—腰滑车；8—朝地滑车；9—调整大绳；10—牵引绳；11—平衡滑车；12—至牵引设备；13—上腰环；14—下拉线；15—下腰环；16—地滑车

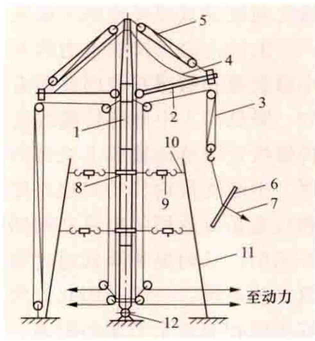


图 4　摇臂抱杆现场布置图

1—主抱杆；2—吊臂；3—起吊滑车组；4—保险绳；5—调幅滑车组；6—起吊构件；7—控制大绳；8—腰环；9—双钩紧线器；10—腰环控制绳；11—已组好塔身；12—球铰底座

(1) 混合组装。将吊车置于塔位中心或两侧，采用分片或单肢吊装的方法，分解组装塔腿部和塔身部。余下的部分则采用内拉线抱杆、悬浮式摇臂抱杆或倒装组塔等方法继续组装。

(2) 全机械组装。一般采用大型吊车，以分片吊装方法完成整塔的组装。中国曾用内附着式塔吊分解组装过 235.75m 的特高塔，塔吊自身设有爬升装置，并可在轨道上行进，塔吊与铁塔间设置了 12 个固定附着点，以保证整机刚度和稳定，并根据起吊需要，塔吊可接长升高到 250m，最后利用自身液压顶升装置进行塔吊的拆除工作。

倒装组塔　利用外装支架或铁塔塔腿作为支承，将铁塔自上而下地逐段吊装组立。中国是从 1973 年开始采用倒装组塔方法的，起初仅用于安装宽身高塔，后又推广到安装窄身拉线塔。近年来，倒装组塔已用于安装 220～500kV 各型铁塔和高塔。常用的方法有全倒装和混合倒装两种。

(1) 全倒装。利用工具式倒装支架作支承，对铁塔自上而下地反复进行组装、提升、倒装，主要用于组装窄身塔。

(2) 混合倒装。先组装塔腿部，然后以此为支承，整立塔头部；继续以塔腿部为支承，反复组装、提升、倒装塔身部；最后进行两大段的合拢工作，如图 5 所示。宽身塔较多采用混合倒装。

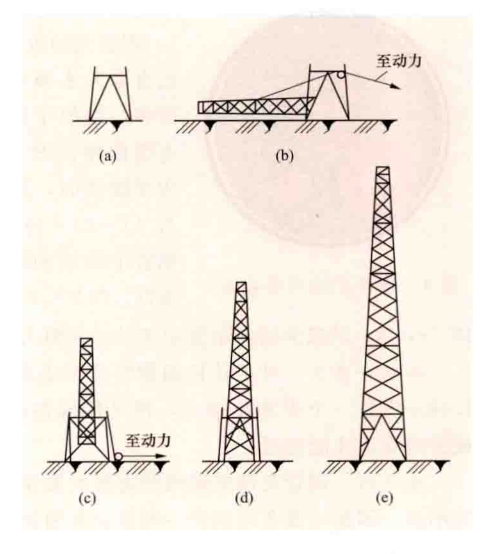


图 5　倒装组塔的工作顺序（混合倒装）

(a) 组装塔腿部；(b) 整立塔头部；(c) 提升、倒装之一；(d) 提升、倒装之二；(e) 对接合拢

直升飞机分解组塔　在杆塔设计时，就应根据直升飞机的起吊重量和特点，确定杆塔的分段及节点构造。吊装时各分段之间，应便于连接、组装。用直升飞机分解组塔，具有快速、优质、作业条件好等特点，故得到了北美和西欧不少国家的重视与推广。中国自 1987 年开始在少数送电线路的个别地段，采用 S-61 型直升飞机分解组装全重 5.6t 以下的铁塔，全塔分两段或三段吊装，通过特制的导轨，使吊装的上段与已装的下段实现就位对接，安装速度较高。

发展趋势　各国的杆塔组立方法，与各自的机械化程度及使用的机械设备有关，美国和加拿大机械化程度较高，欧洲、日本次之。大型汽车起重机不仅用于搬运塔材，也越来越多地用于组立杆塔，同时已有不少国家推广采用直升机组立铁塔。美国一般采用履带式吊车、大型汽车起重机整立铁塔，对高大型塔，则用分解组装。日本过去一直沿用分解组塔（采用顶升式抱杆分解组塔），但近年来，也在扩大机械化施工水平，如采用大型起吊机械组立铁塔（见图 6）。欧洲通常采用机动吊杆组塔，大型起吊机械则主要用于交通方便地区。苏联使用钢筋混凝土杆较多，杆塔组立也以发展机械化整立为主。

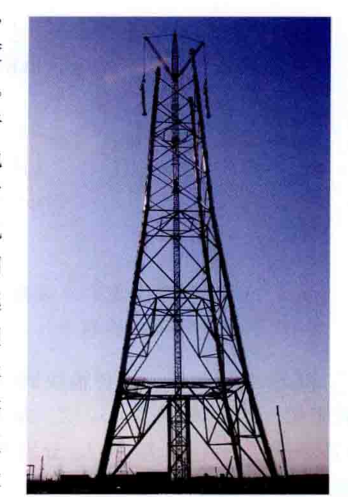


图 6　吊装铁塔主柱

（郭玉珠　提供）

随着技术不断发展，为满足施工现场各种地形条件，运输方法已有轻轨、气囊、旱船、索道、炮车、履带式运输车、平地索道、连网式平铺索道、水船、轮式山地车、直升机运输等。

ganxing ouhe

感性耦合

（inductive coupling）　电磁骚扰源通过电路或系统之间的磁场并以互电感（耦合电感）形式作用于敏感对象的电磁耦合方式。感性耦合又称磁场耦合，可以采用恒定磁场理论直接分析，也可以先采用恒定磁场原理计算电感，再采用电路理论间接分析。解决感性耦合的有效措施是尽量减小骚扰源和敏感对象之间的互电感。

原理分析　感性耦合中的电感系数可以借助于恒定磁场原理来分析计算。对于一个由 n 个导电回路组成的载流系统，设回路的编号依次为 1、2、…、n，相应的回路磁链和电流分别为 ψ_1、ψ_2、…、ψ_n 和 i_1、i_2、…、i_n。设磁链与电流的参考方向满足右手螺旋关系，由恒定磁场原理可知，n 个导电回路的磁链与电流的关系可表示为

$$\left.\begin{aligned}\psi_1 &= L_1 i_1 + M_{12} i_2 + \cdots + M_{1n} i_n \\ \psi_2 &= M_{21} i_1 + L_2 i_2 + \cdots + M_{2n} i_n \\ &\vdots \\ \psi_n &= M_{n1} i_1 + M_{n2} i_2 + \cdots + L_n i_n\end{aligned}\right\} \quad (1)$$

式中 L_i 为回路 i 的自电感；$M_{ij}\,(i \neq j)$ 为回路 i 与回路 j 之

间的互电感。自电感和互电感均为正值，且有 $M_{ij}=M_{ji}$。电感仅与回路的形状、尺寸、相互位置以及磁媒质的磁导率有关，而与各回路的电流无关。

当各导电回路的电流以角频率 ω 随时间作正弦变化时，由法拉第电磁感应定律可知，各回路的感应电压与电流的关系表示为

$$\left.\begin{aligned}\underline{U}_1&=\mathrm{j}\omega L_1\underline{I}_1+\mathrm{j}\omega M_{12}\underline{I}_2+\cdots+\mathrm{j}\omega M_{1n}\underline{I}_n\\\underline{U}_2&=\mathrm{j}\omega M_{21}\underline{I}_1+\mathrm{j}\omega L_2\underline{I}_2+\cdots+\mathrm{j}\omega M_{2n}\underline{I}_n\\&\vdots\\\underline{U}_n&=\mathrm{j}\omega M_{n1}\underline{I}_1+\mathrm{j}\omega M_{n2}\underline{I}_2+\cdots+\mathrm{j}\omega L_n\underline{I}_n\end{aligned}\right\}\tag{2}$$

等效电路　图 1 表示端接低阻抗或终端短路传输线间的感性耦合，既可以反映高压输电线路与邻近通信线路间的感性耦合，也可以反映印制板上相邻印制线之间的感性耦合。用于两传输线间感性耦合分析的等效电路模型如图 2 所示，图中 $\underline{U}_S$ 和 Z_S 分别为图 1 中传输线回路 1 的等效电压源电压和等效阻抗（$Z_S=Z_{S1}+Z_{S2}$），Z_L 为传输线回路 2 的等效阻抗（$Z_L=Z_{L_1}+Z_{L_2}$），L_1 和 L_2 分别为传输线回路 1 和传输线回路 2 的自电感，M_{12} 为传输线回路 1 和传输线回路 2 之间的互电感。

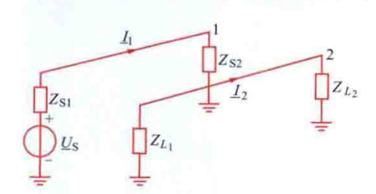


图 1　端接低阻抗或终端短路传输线间的感性耦合

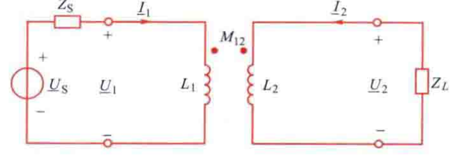


图 2　感性耦合分析的等效电路

实际工程中，通常 L_1 和 L_2 远大于 M_{12}，即感性耦合为弱耦合。对于骚扰源回路，敏感对象回路电流 $\underline{I}_2$ 通过互电感 M_{12} 对骚扰源回路的作用可以忽略。对于敏感对象回路，由骚扰源回路电流 $\underline{I}_1$ 通过互电感 M_{12} 在敏感对象回路中产生的感应电压为 $\mathrm{j}\omega M_{12}\underline{I}_1$，以受控电压源表示。图 3 表示工程中常用的感性耦合分析的简化等效电路。

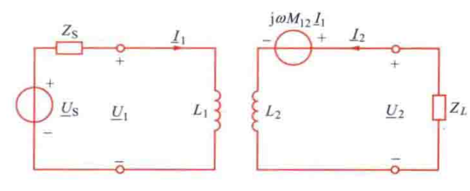


图 3　感性耦合分析的简化等效电路

抑制措施　减小感性耦合的关键是减小骚扰源和敏感对象之间的互电感。从磁场强度的角度来说，主要是降低敏感对象周围空间的磁感应强度。一般而言，抑制感性耦合要比抑制容性耦合困难。实际中应用的主要方法和措施有：①增加骚扰源和敏感对象之间的距离。②调整骚扰源和敏感对象的方位，如在电子电路中，通过调整电源变压器和输出变压器的铁芯方位使其相互垂直，从而减小电源变压器对输出变压器的磁场耦合。③采用磁屏蔽措施，在骚扰源和敏感对象之间插入高导磁材料，如将电缆放入铁管中，利用铁管的高导磁特性屏蔽骚扰源磁场对电缆的影响。④采用电磁屏蔽措施，在骚扰源和敏感对象之间插入导电材料，利用外部变化磁场在导电材料中感生的涡流场所产生的反向磁场来抑制在敏感对象周围空间产生的合成磁场。例如，在电力线和通信线之间架设双端接地的屏蔽线，利用屏蔽线回路中感应电流产生的反向磁场抑制电力线对通信线的感性耦合影响。⑤减小骚扰源和敏感对象回路的有效面积，进而减小互电感。例如，降低图 1 中敏感传输线的对地高度，可以明显降低骚扰传输线在敏感传输线上交链的磁通，从而减小互电感；降低图 1 中骚扰传输线的对地高度，可以使骚扰传输线上的电流和经地系统返回的电流在敏感传输线上产生的磁场大部分相互抵消，从而显著降低通过敏感传输线回路的总磁通；对于双导线系统，一般采用双绞线来抑制外部磁场的干扰，由于双绞线相邻两个节距的磁通方向恰好相反，使得整个双绞线上的等效磁通大幅度降低，从而减小感性耦合。

gangguan dianlan

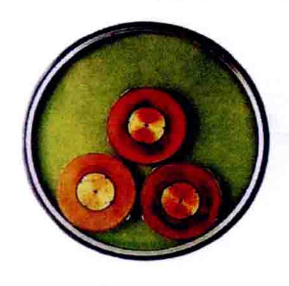
钢管电缆　（pipe-type cable）　将在工厂中制造好的三根电缆缆芯在现场拉入钢管中，并在钢管内充以高压力的油或气体以消除绝缘中的气隙提高工作场强的电力电缆。钢管电缆的工作压力范围为 1.4～1.5MPa。一般都用在 66kV 及以上的电缆线路中。

钢管电缆的优点是具有良好的机械性能，不易受外力破坏，并节省大量有色金属，且占用的线路走廊也小。此外钢管充油电缆还便于采用强迫冷却，以提高输送容量。钢管电缆的缺点是当一相发生故障时，往往会损害其他两相和钢管，安装敷设也较复杂，而且不宜用于高落差场合。

钢管电缆通常用每节约 12m 长、内径为 150～200mm 的无缝钢管焊接而成，每段管道长度一般为 350～750m。为了便于拉入电缆缆芯，钢管的内壁非常光滑，并涂有防锈漆（如聚苯乙烯漆）。钢管的壁厚通常为 4.5～6.25mm，视敷设条件而定，但用在水底或隧道时管壁厚增至 10～12mm。埋设在地下的钢管电缆，管道外都有防腐层。此外，为了避免电化学腐蚀，钢管电缆均采取阴极保护。

按充入压力介质的不同，钢管电缆分为钢管充油电缆和钢管压气电缆。

钢管充油电缆　压力介质为油的钢管电缆，简称 POF 电缆。钢管充油电缆截面见图 1。钢管充油电缆浸渍油的黏度比自容式充油电缆油的黏度高得多，类似于黏性浸渍纸绝缘电缆的浸渍剂。当用聚丁烯作为浸渍剂时，其黏度在 20℃时为 $(1\sim2)\times10^{-3}\,\mathrm{m^2/s}$，但充入钢管中的油的黏度比浸渍剂黏度低，在 20℃时为 $(0.5\sim0.6)\times10^{-3}\,\mathrm{m^2/s}$，以减少油在钢管中流动时的阻力。


图 1　钢管充油电缆截面

半塞止接头　对于较长的钢管充油电缆线路，每隔 1～1.5km 安装一个半塞止接头，使区段间的油经电缆绝缘层或旁路管道才能相通。

油泵站　钢管充油电缆线路需要大量保持恒定压力的吞吐用油，因此一般在线路的一侧装设有油泵站（见充油电缆供油装置），为了提高电缆的输送容量，利用油的吞吐，带走电缆损耗的热量。

钢管充油电缆在美国用得最多，其最高电压等级为

345kV，累计线路长度达170km。苏联在550kV系统中采用钢管充油电缆。由于这种电缆用油量大，并需用大量的无缝钢管，电缆终端结构也比较复杂，在多数国家并不发展。

钢管压气电缆 压力介质为氮的钢管电缆（见图2)。常用在防火要求较高、输送容量较大、电压等级为132kV及以上的电缆线路。



图2 钢管压气电缆截面

钢管压气电缆的导体一般为椭圆形，绝缘层类似于普通黏性浸渍纸绝缘电缆的绝缘层，铅套的主要作用是作为传递压力的隔膜。当电缆因负荷变化膨胀或收缩时，椭圆形隔膜比圆形隔膜耐疲劳，不易开裂。以塑料护套作为传压隔膜时，通常采用加强带加固，虽然在长期运行后，可能会有微量气体透过塑料护套进入绝缘层中，但对绝缘性能没有显著影响。

用高压气体提高绝缘性能的电缆，由于缆芯绝缘层油纸绝缘的介质损耗因数不易改善，而其他种类电缆的绝缘材料性能却在不断改善，因此在20世纪60年代后，被逐渐淘汰。

gaodianya jingdian ganying

高电压静电感应 (high voltage electrostatic induction)

在高电压环境下的静电起电现象。静电感应是物体内的电荷因受外界电荷的影响而重新分布，在高电压环境中这种现象更为突出。(见《电工技术基础卷》静电感应)

在高电压环境中（如高压变电站内或高压输电线路附近)，高电位导体（如变电站中的母线或高压输电线的相线)表面会带有很多电荷，对周围的人、电气设备或绝缘体产生静电感应。运行设备的电压越高，作业人员离带电体越近，静电感应现象越明显。例如，当人行走在高压变电站母线下时，由于静电感应的作用，人的头发会直立起来。又如在对220kV的设备外壳工作时，手持金属工具接近设备外壳或架构时，在工具与外壳或架构之间会产生5～10mm的电弧，同时发出“吱吱”的放电声。

对高压静电感应的防护方法有：①穿着静电感应防护服和导电鞋；②戴绝缘手套；③金属线接地法；④工具接触法；⑤使用静电消除锁链。

gaodianya shiyanshi

高电压实验室 (high voltage laboratories)

进行高电压电力设备绝缘试验，研究交、直流高压、超高压、特高压输变电中高电压技术问题的试验设施。其主要任务是：①按照标准规定对高电压电力设备绝缘和过电压保护设备特性进行考核试验；②为研制新的高电压设备、发展新的输电电压等级及保证电力系统安全运行而进行研究性试验。由于高电压情况下影响绝缘特性的因素较多而且复杂，并具有统计性，许多高电压现象不能单靠理论计算或缩小的模型试验来分析，而必须进行1∶1的原型试验。因此，高电压实验室是发展新的输电电压等级和保证电力系统安全运行必不可少的试验设施。

高电压实验室一般均设有不同额定参数、不同种类的多套高电压电源装置，包括工频试验变压器、冲击电压发生器、直流高电压发生器、冲击电流发生器及其相应的高电压测量装置。此外，按试验需要设置相关的试验辅助设施，例如，为进行绝缘子的外绝缘湿试验，需要有人工降雨装置；研究在污秽地区进行的外绝缘特性，需要雾室［见绝缘（表面）人工污秽试验］；研究不同海拔、温度、湿度和覆冰等因素对绝缘的影响时，需要建立可以调节气压、温度、湿度等参数之一项、数项直至全项的环境实验室。

一个高电压实验室的水平主要以其电压最高的试验设备的额定电压来表征，它随着被试品额定电压的提高而成比例提高。20世纪60年代以来，由于发展超高压和特高压输电的需要，很多国家都先后建立了高电压实验室，其中具代表性的有：加拿大魁北克水电局研究所高压实验室，是北美最大的高电压实验室；法国电力公司雷纳第高压实验室，是欧洲最大的高电压实验室；苏联列宁格勒国立工业大学高压实验室；苏联直流输电研究院高压实验室；意大利电工技术试验中心高电压实验室，是西欧著名的大型户内外高电压实验室；国家电网公司特高压工程技术（北京、武汉）国家工程实验室（2010年10月12日正式投运）和中国南方电网特高压工程技术（昆明）国家工程实验室（2009年9月正式投运，见图1）等，可进行交流2250kV、直流±2000kV级的绝缘试验及高压测量设备校验。日本中央研究所冲击电压发生器达12MV，是世界电压最高的。这些实验室的试验变压器额定电压为2000～2250kV，冲击电压发生器标称电压为5400～12 000kV，直流高压发生器的额定电压最高可达2000kV。

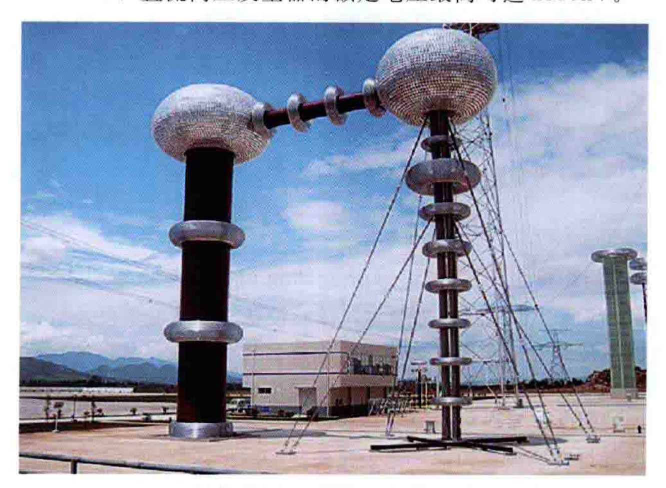


图1 中国南方电网特高压工程技术（昆明）国家工程实验室的工频试验装置

高电压实验室通常包括室内及户外两部分，即高电压实验厅和户外高电压试验场。为了适应工程的要求，有些国家还建有工业性试验线路和试验性变电站。

高电压实验厅 在户内进行高电压试验的设施，大厅的尺寸由试验设备的最高电压决定，见图2。为了便于安装大型试验设备和试品，大厅内常设有起重装置。高压实验大厅的优点是试验受气象条件变化的影响小，便于常年进行试验；可遮光，便于在暗中观察放电现象与摄影；可以对整个实验厅采取电磁屏蔽措施（见高电压实验室屏蔽)，减弱或消除厅内、外的相互干扰，这对在厅内进行局部放电试验尤为必要。其缺点是进行大尺寸试品的试验时，大厅的墙壁影

响试品周围的电场分布，增加试验误差，例如在厅内做整基铁塔外绝缘试验，很难反映真实状态；在大厅内不能架设试验线段；试验设备电压越高，大厅的尺寸要求越大，其造价也随之提高；一旦建成，难以再扩展。



图2 高电压实验室高电压试验装置

户外高电压试验场 在户外进行高电压试验的设施。高压试验设备可固定安装于户外，也可在试验时临时由户内移出。其优缺点与高电压实验厅的完全相反。主要优点是造价较低，可进行整基真型铁塔试验，可以架设试验线段。主要缺点是试验受户外气象条件影响较大（天气恶劣时甚至无法进行试验），无法屏蔽，也难于避免干扰，试验数据重复性差。

工业性试验线路和试验性变电站 一个新电压等级出现之前，按照将要建设的方案先建成的一段线路，称为工业性试验线路。通常，它是实际整个线路工程的一部分，即通过它输送电力，又用它来研究线路的结构及参数，积累施工和运行经验。有时，将新研制的电力设备集中安装到一个变电站，作为试验性变电站，带电试运行，以便在更接近实际运行的条件下，对设备和线路进行考核。

gaodianya shiyanshi jiedi

高电压实验室接地

(grounding of high voltage laboratory) 通过接地装置将试验设备、被试设备以及试区内不带电金属部件与大地进行连接的技术措施，其目的为保证高电压实验室内试验安全和测量准确。接地装置是埋于地面下的金属接地体和设备与接地体间连线的总称。通常，将设备与接地装置相连，称为接地。

工作接地和保护接地 根据不同的目的，高电压实验室接地分为工作接地和保护接地两种。高压试验回路至少需有一点接地，以固定电位并限制高压部分和周围物体的电位差，这种接地称为工作接地，如屏蔽室的接地、分压器的接地等。将实验室内在正常情况下不带电的金属部件（如安全围栏、暖气片、各种金属管路、仪器设备的外壳等）接地，以防止由于感应或设备带电部分对外壳的绝缘破坏时，在这些部件上出现危及人身、设备安全的高电位，这种接地称为保护接地。通常，工作接地和保护接地既可以共用一个接地装置，也可以接到不同的接地装置上。

基本技术要求 当试验回路电压发生变化，尤其是当被试品放电时，便会有电流流过接地装置和大地，使接地装置的电位升高，同时接地装置上各点间出现电位差。这会导致接地设备的外壳电位也随之有不同程度的升高，甚至可能引起设备外壳对其电源线或其他不同电位的部分放电，称之为反击。接地装置电位升高还会使与之相连的测量电缆屏蔽层中流过噪声电流，该电流产生的噪声电压叠加在被测信号上，构成共模干扰。为了防止反击和减少共模干扰，需要降低接地装置的阻抗，减少地中电流。

接地装置 高电压实验室的接地体通常是采用长2～3m、直径50mm左右的镀锌钢管，垂直打入土壤中，管数决定于所要求达到的接地电阻值（通常要求不大于0.5Ω），钢管顶端应埋在冻土层以下。钢管排成4～6m的方阵，并用厚4～5mm、宽40～50mm的镀锌钢带纵横相连，组成接地网遍布于试区下面；在某些需要加强接地处，如分压器下方等，增设若干钢管组成的集中接地极。

为了减少地中电流，不应该用大地作为试验回路的接地回线，而应在地面上敷设金属板、带作为接地回线，且应仅有一点接地。这样，主放电电流直接经过接地回线流回试验设备。但仍有一小部分放电电流经杂散电容流过接地装置，导致接地装置各点间暂态电位差。为减少这一电位差，需降低接地装置的阻抗。常见的做法是用铜板拉网或钢板拉网构成接地网，并兼作放电回路的回线。

现代大型高压实验室常建成全屏蔽的（见高电压实验室屏蔽），相当于实验室处于法拉第笼中，经杂散电容流动的电流不再流向接地装置，而通过笼壁自成回路。在此条件下，实验室的接地可按一般建筑物的防雷接地来设计（见电气设备接地装置）。在无屏蔽的高压实验室，可在实验区内的地面上铺设大块金属板（铜板最好，铝板次之），或由较大块金属板拼连成一大整块，板在一点接地，该接地点最好临近分压器的位置。

测量系统的接地 为减小测量中的共模干扰，高压实验室测量系统接地的基本原则是：①减少接地网上的电位差。若实验室地面下未敷设接地网，应在地面上沿放电回路和测量电缆敷设金属板、带，并将各试验设备接地端子连接在一起。②减少外界电磁场对测量电缆的感应。测量电缆应敷设在接地网之下，并尽可能的靠近，使它们之间所包围的面积尽可能的小。若实验室未敷设接地网，可在分压器与测量仪器之间放置接地的金属板、带，测量电缆在其下通过。③分压器接地线应尽量短，并用宽铜带连接。④采用双屏蔽电缆，其外屏蔽的两端分别接地，内屏蔽仅在分压器端接地，而另一端接在仪器的外壳上。

gaodianya shiyanshi pingbi

高电压实验室屏蔽

(shielding of high voltage laboratory) 用金属网或板敷设于高电压实验室的墙、屋顶及地下，构成一个接地的封闭体，以减弱电磁波透入或泄出强度的技术措施。屏蔽的主要目的是防止附近电台或其他设备产生的电磁波对实验室内局部放电试验回路等弱信号测量系统产生干扰，影响测量结果；同时也为了防止实验室内高压设备放电时产生的电磁波干扰外界通信或其他电子设备等的正常工作。通常也将这种对电磁波起衰减作用的接地的金属网（板）泛称为屏蔽。

屏蔽作用 透过金属屏蔽层的电磁波强度被减弱的作用。电磁波入射到金属表面，产生反射损耗和吸收损耗，因而透过的电磁波强度被衰减。这种衰减作用也可认为是由于高频电磁场在金属屏蔽层中感应电动势，引起涡流，涡流除

引起能量损耗外，其产生的磁场与原始磁场方向相反，起到抵消的作用。

屏蔽方法 屏蔽的材料、结构及工艺对屏蔽效果影响很大。屏蔽材料以钢材最佳，镀锌钢材次之。板材比网材好，但为了节约造价，大多采用镀锌钢板拉网，编织网效果不好，不宜采用。如果用板材，则可同时兼作实验室的内墙和天花板。为了降低实验室内声音的折反射，板上应设吸音孔或其他吸音材料。屏蔽网可敷设在墙体内、天花板的上方和地面下。各片屏蔽网之间应多点焊接，最好是连续焊接。实验室的门窗应采用金属的，并要求采取特殊措施，将它们与屏蔽网良好地连接在一起，如果单层屏蔽达不到屏蔽效果，可采用双层屏蔽。封闭的屏蔽层构成一个法拉第笼，一点接地。（见高电压实验室接地）

一切进出实验室的金属管道应与屏蔽层在电气上有良好连接。进入实验室的电源线需采用地下电缆并经隔离变压器和滤波器连接，防止外部干扰通过电源线引入室内。

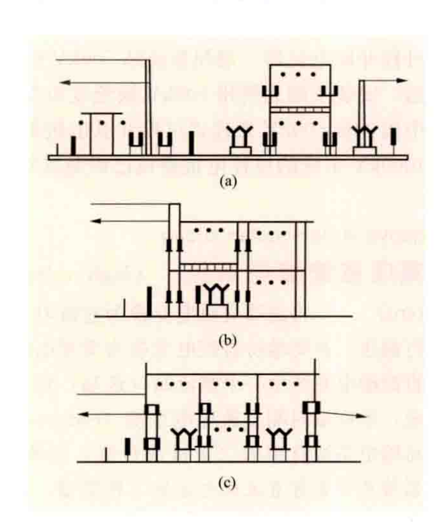
gaoxing wuwai peidian zhuangzhi

高型屋外配电装置 (high-profile outdoor switchgear)

将两组母线上下两层重叠布置的屋外配电装置。其特点是：①两组母线下面没有电气设备，进线和出线断路器都布置在母线的外侧；②母线隔离开关均上下布置在母线的两侧；③可以将两个回路布置在一个间隔内向两侧出线，能减少占地。

高型屋外配电装置的优点是设备布置紧凑，控制电缆、导线和绝缘子使用较少。由于设置了高位布置隔离开关的操作走道层，方便了巡视、操作、测试和检修。其缺点是钢材消耗较多，上层设备检修较困难。采用这种布置方式的关键是要解决好上层母线检修、上层母线隔离开关操作检修、上层隔离开关引下线方式、搬运道路、起吊设施和土建结构等问题。

在中国，高型屋外配电装置有单框架双列式、双框架单列式和三框架双列式等多种不同结构的布置型式（见图），钢材消耗量逐步减少，上层母线和隔离开关检修条件得到较大改善，从而使高型屋外配电装置在人多地少的地区和场地面积受到限制的工程中得到应用。单框架双列式高型屋外配电装置，是将双母线接线中的两组主母线及其隔离开关上下重叠布置在一个高型框架内，断路器在母线两侧双列布置，旁路母线的高度不变［见图(a)］。



高型屋外配电装置的型式
(a) 单框架双列式；(b) 双框架单列式；
(c) 三框架双列式

双框架单列式高型屋外配电装置是将旁路母线架设在断路器的上方，断路器单列布置，同时两个高型框架合并为双框架结构［见图（b）］。三框架双列式高型屋外配电装置是除将两组主母线及其隔离开关上下重叠布置外，再将进线和出线的两条旁路母线架构高度提高，并列在主母线框架两侧，三个高型框架合并成三框架结构，断路器在旁路母线下双列布置［见图（c）］。在上述三种结构型式中，三框架结构比单框架和双框架结构既可更充分地利用空间，又可双侧出线，占地面积更小。

高型屋外配电装置主要用于 110kV 和 220kV 电压等级。220kV 三框架双列式高型屋外配电装置在中国的华中、华南、西南和华东地区曾均有使用，但是在新建的变电站中采用较少。110kV 高型配电装置和半高型配电装置相比，由于母线和隔离开关高度需提高，还需设置结构复杂的上层操作走道，增加了钢材消耗，所以 110kV 高型配电装置使用很少。

gaoya binglian diankangqi

高压并联电抗器 (high voltage shunt reactors)

并接于电网中用以补偿容性无功的电抗器。可分为容量不变（非可控）的线性并联电抗器和容量可调节的可控并联电抗器两类。按额定电压不同，可分超、特高压并联电抗器和接在主变压器第三绕组上或高、中压母线上的高、中压并联电抗器。

作用 实际电网中的无功功率随着潮流的大小而变动，以 1km 的超高压长线路为例，令 L、C 为每千米导线的正序电感和电容，相电压为 U_φ，波阻抗 $Z=\sqrt{L/C}$，自然功率 $P_N=3U_\varphi^2/Z$，实际传输功率 $P=3U_\varphi I$，I 为导线电流，ω 为角频率，则线路容性无功功率 Q_C、感性无功功率 Q_L 以及两者之差 ΔQ 为

$$Q_C=3U_\varphi^2\omega Cl\approx\frac{P_N l}{1000},\quad Q_L=3I^2\omega Ll \tag{1}$$

$$\Delta Q=Q_C-Q_L\approx\frac{P_N l}{1000}\left[1-\left(\frac{P}{P_N}\right)^2\right] \tag{2}$$

超高压线路中一般最大传输功率 $P\leqslant P_N$，故 ΔQ 为容性，需用并联电抗器加以补偿，其容量 $Q_b\approx\Delta Q$。上式表明，当传输小功率时，$P\approx 0$，电抗器容量应有最大值 $Q_b=\frac{P_N l}{1000}$；当传输大功率时，$P\approx P_N$，$Q_b\approx 0$，电抗器应当全部退出，故随着 P 的变化 Q_b 应在 $0\sim\frac{P_N l}{1000}$ 的范围内相应地自动平滑变化，即电抗器应是可控的。中国超高压电抗器绝大多数都是非可控的，它始终接入电网而不予切除，在传输大功率时，这会造成线路电压降低和损耗增大等不利，随着超高压电网的迅速扩大，可控电抗器的采用乃是一种必然的发展趋势。

线性并联电抗器 按绝缘和冷却介质，分为油浸式、干式、空芯式线性并联电抗器。

油浸式线性并联电抗器 可以制成各种电压等级和满足不同的容量要求。超、特高压和大容量的电抗器一般做成单相式，高、中压电抗器则一般做成三相式，结构上分为带气隙的铁芯式和绕组内部没有铁芯的空芯壳式，如图 1（a）和图 1（b）所示。带气隙的铁芯由硅钢片叠成的铁芯饼组装而成，饼间用弹性模数很高的硬质垫块（通常用陶瓷或石

质小圆柱）同铁饼粘结而形成气隙。大容量电抗器的铁芯饼多采用扇形叠片组装的径向辐射形式，以防止向外扩散的部分磁通垂直进入叠片而引起涡流过热，见图1（c）和图1（d）。超高压大容量的电抗器多采用纠结式绕组，绕组与铁芯间装设若干层铝箔静电围屏。中压大容量的电抗器多采用由多股换位导线绕制的多层螺旋形绕组。有的电抗器在边柱上增加一个二次绕组，可以输出一定的电量，称为带有抽能绕组的电抗器。

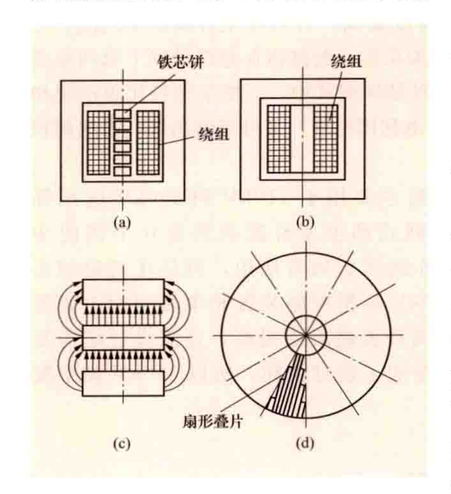


图1 油浸式并联电抗器结构
（a）铁芯式；（b）空芯壳式；（c）通过气隙的磁通；（d）辐射式铁芯饼

空芯壳式电抗器的绕组端部设置了铁轭，并有边柱或磁屏蔽以收集和导引磁通，这种电抗器的制造相对简单，振动和噪声小，漏磁和附加损耗小，但磁通密度低，用铜量和体积大。

干式线性并联电抗器　特点与干式变压器相同，铁芯和绕组不浸在油中，用树脂绕注成型，这种无油装置由于能避免着火爆炸而成为变电站内推广应用的无油产品。35kV及以下的干式铁芯并联电抗器已能生产，其价格为油浸式的2～3倍。

空芯式线性并联电抗器　系空芯电感线圈，既无铁芯，又无铁轭和边柱，由若干层直径和匝数均不同的并联分流线圈包组成，每一线圈包由多股导线绕制的单层螺旋形线圈经环氧树脂浸渍的连续玻璃丝带包扎并在硬化后形成一个密封整体。各线圈包用环氧玻璃丝带绑扎或用机械夹紧的方法同心地固定在上下两个铝制星形接线板间，各线圈包间用聚酯浸渍的玻璃纤维垫条隔开，形成冷却风道。每一线圈包的两个导线端子分别与上下接线板焊接。电抗器的紧固方式一般有两种，一是采用水泥浇铸，又称水泥电抗器，另一种是采用环氧树脂夹固或用环氧树脂浇铸。电抗器安装在具有支座绝缘子的支座上，支座及附件均由非磁性材料制成，以防漏磁引起局部过热。空芯电抗器做成单相形式，组成三相电抗器时有三种不同的排列方式，图2(a)为水泥电抗器的垂直排列方式，为了减少相间支撑瓷座的拉伸力，中间一相线圈的绕向与上下两相相反；图2（b）为两相重叠和一相并列方式，重叠两相线圈的绕向相反，另一相的绕向与上面一相的绕向相同；图2（c）为水平排列，三相线圈的绕向相同，此外，安装时尚需满足相间距离的要求。现在可制造额定电压66kV及以下的空芯电抗器。与油浸铁芯电抗器相比，空芯电抗器的结构简单，每千乏的重量较轻，维护工作量小，无火灾危险，而且由于无铁芯饼，振动和噪声相对较小，但是，小容量空芯电抗器的总损耗比铁芯的大，随着容量的增大，两者差别减小，同时，空芯电抗器的占地面积较大，电磁环境影响较大，抗环境污染能力（灰尘、盐雾等）以及耐老化性能不及油浸式电抗器。

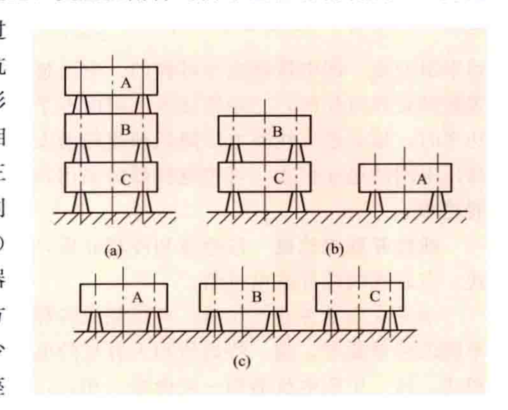


图2 水泥电抗器的三相排列方式
（a）垂直排列；（b）两相重叠和一相并列；（c）水平排列

线性并联电抗器的使用情况　20世纪10～20年代起，并联电抗器在少数高压电网中已有应用。50～60年代，随着高压、超高压输电系统的兴建和发展，并联电抗器的应用逐渐增多。1972年，中国西北地区第一条330kV线路（见刘家峡—关中330kV交流输电线路）建成投产，揭开了采用超高压并联电抗器的序幕。1981年起，中国兴建了大量500kV输电线路，线性并联电抗器随之大量投运。带有抽能绕组的高压并联电抗器也已于1998年在普提500kV开关站投入运行。世界上容量最大的电抗器为晋东南—南阳—荆门1000kV特高压交流试验示范工程投运的1000kV特高压并联电抗器，为三个单相电抗器组，每相容量达320Mvar。

可控并联电抗器　同步调相机是最早采用的无功补偿装置，在欠励磁运行时相当于可控并联电抗器，过励磁运行时相当于可控并联电容器，可以平滑地调节无功出力，由于其响应速度慢和损耗大，逐渐被不同型式的可控静止无功补偿器（SVC）所代替，主要有可控饱和并联电抗器（CSR）、自饱和并联电抗器（SR）、晶闸管控制电抗器（TCR）和晶闸管控制变压器（TCT）。除CSR的响应时间较长外，其他静止补偿装置的动态响应时间极短，均在20ms以下，这是一大优点，但均有较大的谐波分量，需要设置专用的滤波装置。

近年来可控电抗器技术在中国也得到了快速发展和应用。忻都500kV可控电抗器于2006年投运，安装于中国山西省忻都开关站500kV母线，为中国首套500kV分级投切变压器型可控并联电抗器。荆州换流站500kV可控电抗器于2007年投运，安装于湖北荆州500kV换流变电站三右交流出线处，是中国首套500kV磁控式可控并联电抗器。此外，应用于750、1000kV系统的可控电抗器也已研制成功。

gaoya zhiliu shudian xitong

高压直流输电系统

（high voltage direct current system）　将送端交流电变换为直流电，通过直流输电线路进行输送，在受端将直流电变换为交流电的输电系统。一般高压直流输电系统由一个整流站（送端）和一个逆变站（受端）构成，也称端对端直流输电系统（end to end HVDC system）。直流输电系统有单极（正极或负极）系统，双极（正、负两极）系统和背靠背直流输电系统3种类型。通常两端直流系统由整流站、逆变站和直流输电线路（架空线或电缆）3部分组成。背靠背直流输电主要用于非同步联网。大多数直流输电工程均采用双极系统，因其输送容量大，可靠性高，运行灵活方便，也便于分期建设。单极系统一般是在输送功率小，且可靠性要求不很高时采用。单极系统的主要优点是线路结构简单，造价

低，特别是对于造价昂贵的海底电缆，如能节省一根高压电缆，可明显降低线路投资。

单极系统 单极系统的接线方式有单极大地（海水）回线方式和单极金属回线方式两种，如图1（a）和图1（b）所示。单极架空线路正常运行时一般正极接地，只有一根负极导线，因负极的电晕引起的无线电干扰和受雷击的几率比正极小，当功率反送时，导线的极性反转，则变为负极接地。海底电缆工程的极性，则主要由接地极址条件和接地极设计条件来决定。

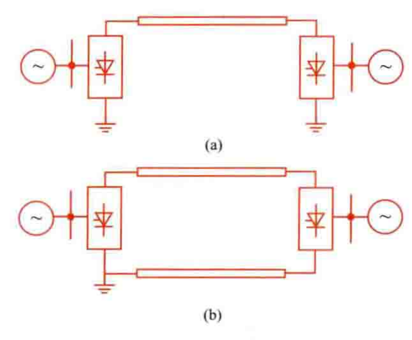


图1 单极直流输电系统构成示意图
(a) 单极大地回线方式；
(b) 单极金属回线方式

单极大地回线方式　利用一根导线和大地（海水）构成直流侧的单极回路，两端换流站均接地，地中电流为单极运行的直流电流。因此，接地极设计的长期连续运行电流应为单极直流工程的额定电流。这种方式可节省线路投资，但对接地极的要求较高，其造价也贵，同时还会带来由于地中电流对地下金属物体的电化学腐蚀等问题（见直流输电接地极），其运行的可靠性和灵活性均较差。

单极金属回线方式　利用两根导线构成直流侧的单极回路，其中一根低绝缘导线代替大地（海水）回路，在运行中地中无电流流过，可以避免造成电化学腐蚀之害。为了固定直流侧的对地电压，低绝缘导线的一端接地，其不接地端的最高运行电压为最大电流时的线路压降。这种方式一般是在不允许大地（海水）为回路或选择接地极困难，输电距离又较短时采用。

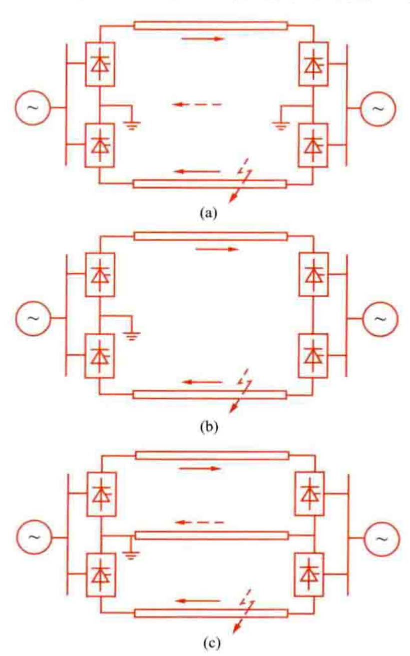


图2 双极直流输电系统构成示意图
(a) 双极两端中性电接地方式；(b) 双极一端中性点接地方式；(c) 双极带金属中线一端中性点接地方式
注：图中虚线箭头方向表示一极退出运行后回流电流方向。

双极系统 双极系统的接线方式有双极两端中性点接地，双极一端中性点接地和双极带金属中线一端中性点接地三种方式，如图2（a）、(b)、(c) 所示。

双极两端中性点接地方式　简称双极方式。这种方式是通常大多数直流输电工程所采用的正负两极对地，两端换流站中性点均接地的接线方式。利用正负两极导线和两端换流站的正负两极相连，构成直流侧的闭环回路。正常情况下，直流电流从正负两根导线流过，地中无电流通过（地中仅为两极的不平衡电流，一般均小于额定电流的1%）；当两极的运行电流不等时，地中电流为两极电流之差值；当一极故障停运时，另一极的电流将自动地从大地回路返回，形成单极大地回线方式，可保证至少输送一半的额定功率。双极中的任一极均能构成一个独立运行的单极输电系统，双极的电压和电流可以不相等。双极的电压和电流相等时称为双极对称运行方式，不相等时则是电压或电流的不对称运行方式。正常情况下均采用双极对称运行方式；运行中如果由于某种原因，需要一个极降低电压或电流运行时，则可转为双极不对称运行方式。

对于双极方式的直流工程，当输电线路或换流站的一个极发生故障需退出工作时，直流系统可转为3种单极方式运行：①当需要一极换流站和一极线路退出工作，可转为单极大地回线方式；②当需要一极换流站和一端接地极退出工作，可转为单极金属回线方式；③当只需一极换流站退出工作时，可转为单极双导线并联大地回线方式。由于3种方式直流线路电阻不同（方式②的电阻值约为方式①的2倍，约为方式③的4倍）使得线路损耗也不同。方式③的损耗最小，方式①次之，方式②最大。

双极一端中性点接地方式　这种方式地中无电流流过，但运行时安全可靠性较差，当一极故障时，不能自动转换成单极大地回线方式运行。通常直流输电工程均不采用这种方式来设计，而只是在运行中当一端接地极故障需要退出时，所采用的一种短时过渡性接线方式。

双极带金属中线一端中性点接地方式　利用三根导线构成直流侧回路，其中一根为低绝缘的中线，两根为正负两个极线。这种方式的线路造价高，但地中无电流流过，可避免由此产生的电化学腐蚀等问题。通常在接地极很难选择时才采用。

背靠背直流输电系统 输电线路长度为零的两端直流输电系统。通常整流站和逆变站均放在一个背靠背换流站内，其接线方式大多采用整流器和逆变器成对组成换流单元的并联方式。（见背靠背直流输电系统）

geli kaiguan

隔离开关 (disconnector)

一种在分闸位置时其触头之间有符合规定的绝缘距离和可见断口，在合闸位置时能承载正常工作电流及短路电流的开关设备。当工作电流较小或隔离开关每相的触头两端的电压在关合和开断前后无显著变化时，隔离开关具有关合和开断回路的能力，兼有操作和隔离功能。

用途 隔离开关在电力系统中主要具有隔离和操作的功能，具体作用与电气主接线有关。例如，双母线接线的母线隔离开关在正常运行时起切换母线的作用，用以将某个回路接入运行方式所规定的工作母线；在检修断路器时，打开母线及出线隔离开关，在被检修的断路器两侧形成明显的空气间隙断开点，起隔离的作用。因此双母线接线中的隔离开关，既有隔离作用，又有操作功能。而在单母线接线或一个半断路器接线中的隔离开关，则只在检修断路器时起隔离作用。此外，双母线接线中的母线隔离开关在进行切换母线倒

闸操作的过程中，同一回路的两组母线隔离开关与母线联络回路会形成环路，为此，母线隔离开关分闸时要具备切除环路电流的能力。

结构型式和主要类型 隔离开关在关合位置时，能承载工作电流，但不能切除短路电流和大的工作电流。隔离开关没有灭弧装置，结构比断路器简单得多，只需要考虑工作电流的发热和短路电流的动、热稳定性。隔离开关主要由绝缘瓷柱（支柱绝缘子）和导电活动臂组成。按照支柱绝缘子的数量划分，一般有单柱式隔离开关、双柱式隔离开关、三柱式隔离开关和V型隔离开关等几种型式。按照支柱绝缘子的数量和导电活动臂的开启方式划分的四种型式：①单柱垂直伸缩式隔离开关，上半部为折叠式导电杆，下半部为一个垂直绝缘支柱，导电杆能上下活动，开断时可形成一个垂直方向的空气间隙。它可以直接布置在母线下方，按照不同的母线设计方案，三相隔离开关可以垂直于母线中心线布置，也可以错开布置。②双柱水平旋转式隔离开关，两个绝缘支柱分开并垂直布置，开断时其顶部活动杆在水平面内分别旋转90°，形成一个水平方向的空气间隙，也有两个支柱成V型布置，即V型隔离开关。③双柱水平伸缩式隔离开关，在一个绝缘支柱上安装静触头，另一个绝缘支柱上安装折叠式导电杆，导电杆能水平伸缩，开断时可形成一个水平方向的空气间隙，如图所示。④三柱水平旋转式隔离开关，三个绝缘支柱分开并垂直布置，两边侧绝缘支柱固定不动，中间绝缘支柱上部安装一个水平式活动导电杆，开断时它在水平面内旋转约60°，形成两个水平方向的空气间隙。



550kV水平伸缩式隔离开关（陈海焱 提供）

主要技术参数 包括额定电压、额定电流、额定短时耐受电流、额定峰值耐受电流、隔离开关母线转换电流开合能力的额定值、接地开关感应电流开合能力的额定值等参数。

额定电压 隔离开关在正常情况下工作的电压，至少应等于隔离开关安装处系统的最高运行电压。

额定电流 在额定环境条件和额定电压下，隔离开关长期连续工作时的允许电流。应适应于运行中可能出现的任何负载电流。

额定短时耐受电流 在规定的使用和性能条件下，回路和处于合闸位置的开关装置所能承受的电流。应不小于系统中可能出现的最大短路电流。

额定峰值耐受电流 在规定的使用和性能条件下，回路和处于合闸位置的开关装置所能承受的峰值电流。应不小于使用地点预期短路电流的最大峰值。

隔离开关母线转换电流开合能力的额定值 隔离开关将负荷从一条母线转移到另一条母线上时所能开断和关合的最大电流值。

接地开关感应电流开合能力的额定值 接地开关所能开断或关合的感性或容性电流的最大值。当线路采用同塔双回或多回，或不同塔线路平行邻近布置时，带电线路将对不带电线路产生电磁感应和静电感应能量，根据不带电线路是一端接地或两端接地，在不带电线路上将流过容性或感性电流，接地开关应具有相应的开合这种电流的能力。

历史及发展趋势 中国于20世纪60年代中期及70年代末自主研制出363、550kV超高压隔离开关。2003年底中国厂家开发出具有开合感应电流能力的550kV接地开关。2005年800kV隔离开关投入运行。2009年1100kV隔离开关（GIS）投入运行。

geli kaiguan caodong jigou

隔离开关操动机构

(operating mechanism of disconnector) 操作隔离开关主刀闸和接地刀闸的机械装置。一般有手力操动机构、压缩空气操动机构、液压操动机构和电动操动机构四种类型。不论哪种类型的操动机构，都要求有手动操作的功能，以便在变电站失去操作电源时，或在隔离开关调试期间要求慢速动作时，能实现隔离开关的操作功能。

手力操动机构 以人力为操作动力，由凸轮、连杆等组成的一种简单的操动机构。按操作杆动作方向不同，又分为垂直操作和水平操作两种方式。垂直操作方式多用于7.2～12kV户内开关柜内的隔离开关，水平操作方式多用于40.5～126kV隔离开关的主刀闸和接地刀闸以及252kV隔离开关的接地刀闸。

通常三相式隔离开关的主刀闸和接地刀闸分别采用一个手力操动机构，且三相共用。一般将手力操动机构安装在中相隔离开关的下方，利用连杆与其他两相隔离开关相连。隔离开关的主刀闸和接地刀闸均为三相联动。

252kV隔离开关的主刀闸一般不采用手动操作，而其接地刀闸仍采用三相联动水平操作的手力操动机构。对于特殊布置方式的252kV隔离开关，例如三相隔离开关中心线与主母线中心线成45°的交叉式布置方式，由于相间连杆与手力操动机构的操作杆之间会彼此碰撞，因此其接地刀闸改为单相操作，即三相接地刀闸需要三个手力操动机构。

压缩空气操动机构 以压缩空气为操作动力，实现隔离开关操作的一种操动机构。通常需在变电站内设立集中的压缩空气站，通过管道、阀门系统向每组隔离开关的操动机构供气。通常只有选用空气断路器的变电站，才设立集中的空气压缩系统，隔离开关只是在此时才选用压缩空气操动机构。压缩空气操动机构现已很少使用。

液压操动机构 以液压为操作动力，由液压缸中的活塞运动来实现隔离开关操作的一种操动机构。中国在20世纪70年代开始使用液压操动机构，主要用于126～550kV隔离

开关主刀闸或 363～550kV 隔离开关接地刀闸的操作。在 500kV 配电装置中，设备相间距离较大，而且各相隔离开关之间不安装相间连杆，主刀闸和接地刀闸均采用单相操作方式，配置有单独的操动机构。

液压操动机构由于工艺和密封等原因常常发生渗漏油现象，且结构复杂，制造工艺要求较高，因此自 20 世纪 80 年代起已逐渐被淘汰，代之以电动操动机构。

电动操动机构　以电动机为操作动力来实现隔离开关操作的一种操动机构。它具有结构简单、操作灵活、没有渗漏油等许多优点，是一种应用广泛的操动机构。

geli kaiguan shiyan

隔离开关试验

(tests of disconnector)　根据有关技术标准，采用测试手段，对隔离开关的性能及质量状况进行的检验。其主要内容是检验隔离开关的导电主回路、绝缘结构、机械和操动特性以及对大气环境适应能力等是否符合技术条件的要求。各项试验通常还分为型式试验、出厂试验等。国际电工委员会（IEC）的隔离开关标准规定了试验的项目和要求。中国国家标准 GB 1985《高压交流隔离开关和接地开关》与 IEC 标准 IEC 62271-102 的内容基本相同。

导电主回路试验　包括短时和峰值耐受电流试验，温升试验和主回路电阻测量。

绝缘结构试验　包括：①按试验电压性质不同，有工频耐受电压试验、雷电冲击耐受电压试验、操作冲击耐受电压试验，或由这些试验电压波形组合而成的复合电压试验。②按试验部位不同，有主回路对地绝缘试验、相间绝缘试验、断口间绝缘试验等。③按自然环境条件不同，有干燥状态、淋雨状态、污秽状态、雾和凝露、冰冻、湿热和高海拔等特殊要求的试验。此外，还有二次回路工频耐压试验。④相间及断口绝缘距离测量（对空气间隙）。

机械和操动特性试验　包括分、合闸特性测量，整体结构的抗扭、抗弯试验，连续机械操作试验（机械寿命试验），联锁和防误操作检验，端子静负载操作试验。

其他试验　主要有耐受地震试验、噪声和无线电干扰电平测定、破冰试验、防雨试验、开断与关合小电流（电容性的和电感性的）及母线转换电流的试验、密封检验、额定接触区的检验。

gongpin cichang kangraodu shiyan

工频磁场抗扰度试验

(power frequency magnetic field immunity test)　为确定电气、电子设备受到工频磁场骚扰时的性能而设立的试验。工频磁场是由流过导体中的工频电流产生的或极少量的由附近的其他装置（如变压器的漏磁通）所产生的磁场，可分为正常运行条件下电流产生的工频磁场和故障条件下电流产生的工频磁场。正常运行条件下电流产生稳定工频磁场，幅值较小。故障条件下电流产生短时工频磁场，幅值较高但持续时间较短。稳定工频磁场试验适用于公用、工业低压配电网、发电厂的各种型式的电气设备，短时工频磁场试验主要适用于安装在电力设施中的设备。

试验波形与等级　工频磁场试验波形为工频正弦波形。表 1 和表 2 给出了稳定工频磁场和短时工频磁场试验等级的优先选用范围。第 1 级适用于有电子束的敏感装置使用的环境；第 2 级适用于不存在可产生漏磁通的电气设备或不受高压母线影响的保护良好的环境；第 3 级适用于存在可能产生漏磁通或磁场的电气设备或电缆、邻近保护系统接地装置的区域、远离有关设备（几百米）的中压电路和高压母线的保护环境；第 4 级适用于存在短支路电力线、可能产生漏磁通的大功率电气设备、保护系统的接地装置、与有关设备相对距离为几十米的中压回路和高压母线等典型的工业环境；第 5 级适用于存在载流量为数十千安的导体、母线或中压和高压线路、保护系统的接地装置或邻近中压和高压母线、大功率电气设备等严酷的工业环境；第×级为开放等级，可根据干扰源与设备的电路、电缆和线路等之间的电磁隔离情况，以及设施的特性采用高于或低于上述等级的环境等级。

表 1　稳定工频磁场试验等级

等级	磁场强度（A/m）
1	1
2	3
3	10
4	30
5	100
×*	特定

* ×是开放等级，可在产品规范中给出。

表 2　短时工频磁场试验等级（1～3s）

等级	磁场强度（A/m）
1	—
2	—
3	—
4	300
5	1000
×*	特定

* ×是开放等级，可在产品规范中给出。

试验设备　由试验发生器和感应线圈构成。

试验发生器　应满足的要求有：①能输出为感应线圈提供所需的正弦波电流。②在短路情况下可操作。③试验发生器接地端与实验室的安全地相连。④采取预防措施，防止可能注入供电网络或影响试验结果的磁场骚扰。试验发生器可由一台调压器、一台电流互感器和一套短时试验的控制电路组成。试验发生器应能在稳定方式和短时方式下工作。稳定方式工作时的输出电流范围为 1～100A。短时方式工作时的输出电流范围为 300～1000A，短时方式工作时的整定时间为 1～3s，且输出电流的总畸变率小于 8%。

感应线圈　输入电流后产生与所选试验等级和规定的均匀性相对应磁场强度的线圈。应由铜、铝或其他导电的非磁性材料制成，其横截面和机械结构应有利于在试验期间使线圈稳定。感应线圈应为单匝，并具有所选试验等级所必需的通流容量。还应具有适当的尺寸，以在三个互相垂直的方位上包围受试设备。

试验程序　应根据受试设备技术规范中所规定的试验方案进行，电源、信号和其他功能应在其额定的范围内使用，试验等级不应超过产品的技术规范。如果不能得到实际的操作信号，则可采用模拟信号。同时应在施加工频磁场之前进行设备性能的预校验，通常采用浸入法对受试设备施加工频磁场。

试验结果的评价　见电磁抗扰度试验。

试验报告　见电磁抗扰度试验。

gongpin gaodianya shiyan shebei

工频高电压试验设备 (power frequency high voltage testing equipment)　产生工频高电压的试验装置。这类设备有高电压试验变压器和高电压谐振装置，主要用于研究和检验电力设备和绝缘材料在工频电压作用下的绝缘性能及其他与工频高压有关的各种电气性能，例如电场效应、电晕放电、电磁干扰等，是高电压实验室及现场高电压试验的重要试验设备。此外，高电压试验变压器常用作高电压直流发生器和高电压冲击电压发生器的高压电源；也可用于产生操作冲击波，研究操作过电压下电力设备的绝缘强度。

高电压试验变压器　利用与电力变压器相同的工作原理产生高电压的试验装置。但它的特点有：①一般为单相变压器；②电压高，容量小；③工作时间短，温升较低，没有复杂的冷却系统；④不会受到过电压的侵袭，绝缘的安全裕度较小；⑤短路阻抗较大；⑥设计铁芯时，磁密较低，波形畸变率小；⑦在额定电压下对局部放电量有较严格的要求；⑧通常通过调压器供电，也可采用晶闸管调压，以输出可调节的工频高电压。

技术参数　高电压试验变压器的主要技术参数是额定电压和额定电流。额定电压为 250kV 及以上的试验变压器，其高压绕组的额定电流多为 1A，额定电压为 250kV 及以下的可以小于 1A，这对大多数被试品已可满足试验要求，但用于外绝缘的湿试验特别是外绝缘人工污秽试验的试验变压器，应有更大的容量。[见绝缘（表面）人工污秽试验]

结构　高电压试验变压器的结构按外壳材料可分为绝缘外壳和金属外壳两种。前者绝缘尺寸较小且不需套管，因此整个变压器的尺寸和重量都较小，是高电压试验变压器常用的结构。后者按套管数量可分为单套管式和双套管式两种。单套管式的高压绕组的一端接地，另一端经套管引出，常用于 500kV 及以下的试验变压器。双套管式的高压绕组中点接铁芯和外壳，故内、外绝缘都只承受输出电压的一半，有利于减小变压器的尺寸和重量，适用于额定电压为 750kV 及以上的试验变压器。

由于变压器的体积和重量近似与高压绕组电压的三次方成比例，故单台变压器的电压不宜太高（最高为 750kV）。为了得到更高的电压，可将几台变压器串接成串级试验变压器。图 1 所示为绝缘外壳结构串级试验变压器原理图，U_2 为单台变压器的二次侧电压。图中第一、二级变压器的高压绕组 2 串接累接绕组 3，它与低压绕组 1 的变比为 1，并给下级变压器供电。

串级试验变压器中各级变压器所承受的电压仅为总输出电压的几分之一，大大减弱了它们的绝缘。因而串级试验变压器的优点是总造价较低，运输安装方便。然而，由于前级变压器除供给本身分担的负荷外，还需供给后级变压器的全部负荷，因此，串级变压器的额定容量小于各单台变压器额定容量之和，使得整体装置的利用率较低；级数越多，利用率越低。又由于串级变压器的阻抗随串接级数的增多而急剧增大，从而会大大降低设备的短路容量，例如，单台变压器的短路阻抗约为 4%～8%，而三台串接后其短路阻抗约为 15%～30%；这将影响外绝缘湿试验和人工污秽试验的结果。鉴于设备利用率低、短路阻抗大，一般串级变压器的级数不超过 3～4 级。

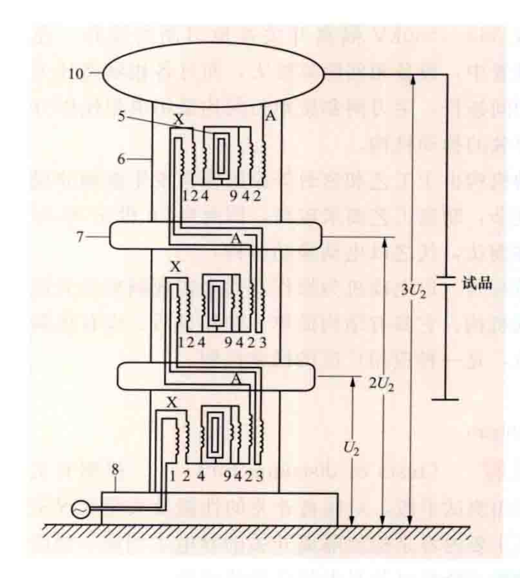


图 1　绝缘外壳结构串级试验变压器原理图

1—低压绕组；2—高压绕组；3—累接绕组；4—平衡绕组；5—铁芯；6—外壳；7—法兰；8—底座；9—补偿电抗；10—高压电极

高电压谐振试验装置　利用电容电感谐振的原理获得高电压或大电流的一种高电压试验装置。由于回路中电容与电感的无功功率互相补偿，从而可以获得比电源更高的电压或更大的电流。高电压谐振试验装置多用于电容器、电力电缆、气体绝缘金属封闭开关设备、大容量发电机等电容量较大而泄漏电流较小的被试品的绝缘试验，也可用于其他电力设备的试验，但不宜用于外绝缘湿试验和人工污秽试验。

按照电容、电感不同的连接方式可分为串联谐振试验装置和并联谐振试验装置两种。串联谐振试验装置可提供比电源更高的输出电压，并联谐振试验装置可提供比电源更大的电流。按照谐振试验装置的调节方式可分为调频式、调感式和分段调容式三种，前两种型式的高电压谐振试验装置有较广泛的应用。

利用谐振试验装置进行高电压试验是经济有效的办法。英国和挪威于 20 世纪 50 年代最早研制出第一套谐振试验装置用于电缆试验，中国于 20 世纪 60 年代初期已应用并联谐振和串联谐振试验装置进行变压器的耐压试验。20 世纪 70 年代初期，其他国家制造出可连续调节的电抗器和可调节频率的电源，80 年代初期中国也制造出同类产品。近 40 年来，这方面的技术进展很快，很多大型实验室都装设了串联谐振试验装置，现场试验中使用得也较多，其中包括 2400kV/8A 这样的高参数产品（见图 2）。



图 2　2400kV/8A 串联谐振装置

基本原理　串联谐振试验装置原理如图 3 所示。当电感与电容参数完全匹配，即 $\omega L = 1/(\omega C)$ 时，电感的滞后无功功率全部补偿了电容超前的无功功率，电源输出的无功功率为零，电源只供给有功功率 $P = U^2/R$。此时，流

过被试品 C 和电感 L 的电流最大，即 $I_C = U/R$，而被试品上的电压 $\underline{U_C}$ 与电感上的电压 $\underline{U_L}$ 数值相等、方向相反，其数值为 $U_C = U/(R\omega C) = U\omega L/R$。此时电源电压等于回路等值电阻的压降 $\underline{U_R}$，其中 $1/(R\omega C)=\omega L/R$ 被称作品质因数 Q。通常 $Q \geqslant 1$，则 $U_C \geqslant U$。因此，可利用较低的电源电压提供较高的试验电压。品质因数 Q 是高电压谐振试验装置的重要参数。

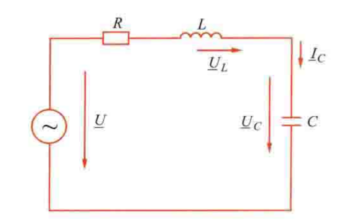


图 3　串联谐振试验装置原理图

$\underline{U}$—电源电压；L—补偿电感；R—回路损耗等值电阻；C—被试品电容

并联谐振试验装置原理图如图 4 所示。当电感与电容参数完全匹配，即 $\omega L = 1/(\omega C)$ 时，电感的滞后无功电流 $\underline{I_L}$ 全部抵消了电容超前的无功电流 $\underline{I_C}$，使电源供给的无功电流为零，被试品的电压 $\underline{U_C}$ 等于电源电压 $\underline{U}$ 减去电阻上压降 $\underline{U_R}$。由于有功电流很小，因此，被试品上的电压接近于电源电压。对电容量较大而试验电压不太高的被试品常常利用并联谐振试验装置，可使较小的电源提供较大的被试品电流。

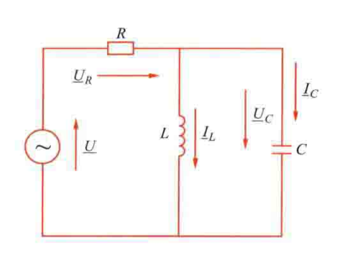


图 4　并联谐振试验装置原理图

$\underline{U}$—电源电压；L—补偿电感；R—回路损耗等值电阻；C—被试品电容

主要特点　可归纳为：①较小的电源容量可提供较大的试验容量，串联谐振试验装置可提供给被试品的电压为电源电压的 Q 倍，并联谐振试验装置可提供比电源电流大得多的被试品电流，只要电感的参数能与被试品电容参数匹配，电源仅提供有功电流。②谐振频率就是电源频率，基波电压被放大，高次谐波分量被衰减，从而可以得到很好的正弦波形。③串联谐振试验装置在被试品击穿后回路立即脱谐，短路电流被补偿电感限制，被试品不易被损坏。④由于电源容量减小且电感、电容可做成分段式，使设备轻巧、运输方便，特别适合现场试验。⑤可以使用低压电源，使电源回路及调压器变得很简单。

工频高电压测量　通常是测量峰值或有效值。除可用高压静电电压表或测量球隙分别直接测量其有效值和峰值外，普遍使用电容分压器或电场探头并配以低压表计或仪器进行交流高电压的测量。分压器低压臂接低压静电电压表或峰值电压表，可分别测量高电压的有效值或峰值；低压臂并接数字存储示波器可同时测量波形及有效值和峰值，并验证波形是否符合标准。

gongmo ganrao

共模干扰

(common mode interference)　出现在电路往、返引线与规定参考点（通常是地或机壳）之间的电磁干扰。它使整个电路对参考点的电位一起升高，如图 1 中的 $\underline{U_{cm}}$。产生共模干扰的原因很多，例如雷电流、短路电流或其他放电电流等通过接地极时引起的地电位升高和接地引线阻抗上的电压降，外界电场、磁场或电磁场对往、返引线的容性耦合、感性耦合或辐射耦合引起的干扰等。

共模干扰 $\underline{U_{cm}}$ 在电路中不直接形成与源电动势 $\underline{U_s}$（有用信号）相串联的干扰电压，但较强的共模干扰有可能使电路对地绝缘承受较高的电压而导致闪络或击穿，造成所谓的“反击”事故。

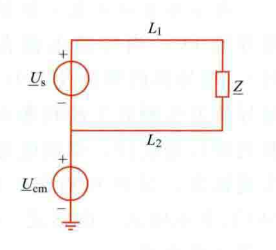


图 1　共模干扰

$\underline{U_s}$—源电动势；L_1、L_2—往、返引线；$\underline{Z}$—受端阻抗；$\underline{U_{cm}}$—共模干扰

共模干扰在某些情况下可全部或部分转换为差模干扰，需预加防范。图 2 为共模转换典型电路，共模干扰 $\underline{U_{cm}}$ 可在电路的往、返引线 L_1 和 L_2 中驱动方向相同的共模电流 $\underline{I_{cm1}}$ 和 $\underline{I_{cm2}}$。若电路阻抗完全对称，则这对共模电流相等。此时受端阻抗上两端的对地电压 $\underline{U_{e1}}$ 和 $\underline{U_{e2}}$ 相等，而不呈现干扰电压。若电路阻抗不对称，则这对共模电流不相等，它们在引线阻抗 $\underline{Z_{L_1}}$ 和 $\underline{Z_{L_2}}$ 上形成不同的电压降。此时往返、引线受端对地电压之差 $\underline{U_{dm}}=\underline{U_{e1}}-\underline{U_{e2}}$ 便成为受端阻抗 $\underline{Z}$ 两端之间的干扰电压，从而转换为差模干扰。

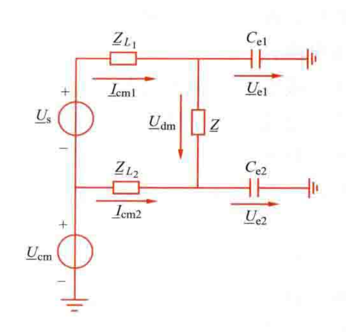


图 2　共模转换

$\underline{U_s}$—源电动势；$\underline{U_{cm}}$—共模干扰；$\underline{Z_{L_1}}$、$\underline{Z_{L_2}}$—引线阻抗；$\underline{Z}$—受端阻抗；C_{e1}、C_{e2}—对地电容；$\underline{I_{cm1}}$、$\underline{I_{cm2}}$—共模电流；$\underline{U_{e1}}$、$\underline{U_{e2}}$—对地电压；$\underline{U_{dm}}$—干扰电压

为抑制共模转换的差模干扰，可采取的措施有：①抑制差模干扰本身的多种措施；②减小共模干扰，如降低接地电阻，缩短接地引线，减小地环面积等；③增加地环阻抗以限制共模电流，如采用一点接地方式、采用共模干扰抑制器等；④加强共模电流的分流，如采用多点接地方式等；⑤均衡各接地点的电位，如敷设金属板接地回路或大面积接地网等；⑥减小电缆的转移阻抗，如采用双屏蔽电缆，把单屏蔽电缆穿金属管等；⑦电路对称化技术，如采用双绞线、平衡电缆接线、差动放大器等；⑧隔离共模干扰，如采用隔离变压器、光耦合器或光缆等。

guzhang dianliu xianzhiqi

故障电流限制器

(fault current limiter，FCL)

一种限制电力系统故障时流过输电设备电流幅值的装置。它的原理是在电力系统正常运行时呈现较小阻抗，而在电力系统故障时呈现较大阻抗，通常安装于输电线路、变电站母线或发电机出口位置。装设 FCL 是限制电力系统短路电流最有效的措施之一，FCL 安装在高压或超高压电网内更具技术和经济上的优越性。

分类　现阶段研究与应用较多的 FCL 类型主要为超导型故障电流限制器和电力电子型故障电流限制器。

超导型故障电流限制器（superconduct FCL，SFCL） 超导型FCL当传输电流在临界电流以下时（即正常运行时），超导体的阻抗几乎为0；当传输电流大于临界电流时，超导体发生瞬时失超现象而呈现出非线性阻抗特性。SFCL具有响应速度快、抑制电流能力强、自触发等优点，但超导失超恢复、散热和动作电流整定等问题尚需进一步解决。SFCL有电阻式、电感式、磁屏蔽式、饱和电抗器式、整流式等主要类别。

（1）电阻式。超导器件在电流增大到一定程度会失超（由超导状态转为正常，即呈现为有电阻的状态），使SFCL呈现电阻而限流，也可在SFCL器件两端并联电阻器或电抗器。

（2）电感式。由一个超导线圈与一个普通线圈反绕并联而成，在正常电流下，线圈内无主磁通，整个SFCL不呈现电抗；当电流超过一定值后，超导线圈失超，大部分电流流经普通线圈，呈现电抗而限流。

（3）磁屏蔽式。由铁芯或空芯电抗器及超导短路线圈组成，两者为同芯结构。正常电流时，超导线圈电流抵消（或屏蔽）电抗器中的主磁通，对外呈现很小的电抗值。电流超过一定值后，超导线圈失超，磁屏蔽作用大部分消失，呈现出较大电抗而限流。

（4）饱和电抗器式。结构为“日”字形铁芯电抗器，双交流线圈分别置于铁芯两磁轭上，串联连接。直流超导线圈置于中间铁芯。正常情况下，直流励磁使铁芯饱和，电抗器呈低电感。电网故障时，随通过的交流电流增大，直流励磁在某一时刻会被交流励磁抵消，铁轭不再饱和，电抗器的电抗将增大，从而实现限流。

（5）整流式。由4个二极管连成桥接，其中两对角端接超导线圈，另两对角作为SFCL出线。正常情况下由于整流桥的作用，超导线圈通过直流电流，故障时超导失超，从而起限流作用。

电力电子型故障电流限制器 又称固态型故障电流限制器。基于大功率电力电子技术的电力电子型故障电流限制器是解决输电线路故障限流问题的主要方法之一。它采用半导体器件替代开关设备来完成快速切换限流阻抗，与限流电抗器、限流熔断器相比，在系统正常工作时不影响系统潮流，在系统故障时快速改变线路阻抗而限制短路电流，在系统故障结束后自动恢复到故障之前的状态，其缺点是造价较高。按照工作原理，电力电子型故障电流限制器有无谐振型、并联谐振型和串联谐振型三种主要类别。

（1）无谐振型。一般由电力电子开关和限流电抗器构成，能在电流尚未达到峰值的上升阶段就开始限制故障电流。图1（a）为一种无谐振型FCL的原理图。正常工作时，大功率电力电子器件（如门极可关断晶闸管、绝缘栅双极型晶体管等）导通，流过负荷电流，不影响系统运行；检测到故障电流后，电力电子器件关断，电流移至电抗器上，从而限制故障电流。由电力电子器件构成的电力电子开关能在数毫秒内快速转移故障电流，因而可在故障电流达到峰值之前将其限制。半导体元件关断过程中没有触头磨损，也没有电弧产生，因此比传统机械开关的噪声小且寿命长。

（2）并联谐振型。利用低阻抗的电容器和电抗器并联来限制故障电流。正常工作时，FCL处于非谐振状态，阻抗较小；检测到故障电流后，进入并联谐振（阻抗）状态，线路阻抗增大，从而限制短路电流。图1（b）为并联谐振型FCL原理图。并联谐振型FCL不仅存在电容器的过电压问题，而且在故障保护期间，存在由电容器容抗和系统感抗引起的谐振电流问题。如用于500kV及以上电压等级的电网中承受系统电压，其串联的电力电子器件数目将很大，造价高且可靠性低，因此在输电网中基本不使用并联谐振型FCL。

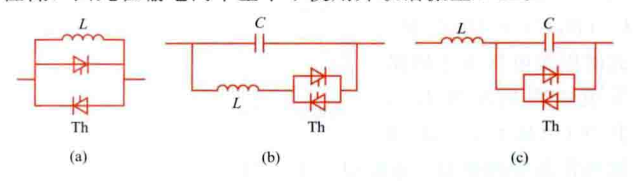


图1 FCL接线示意图

（a）无谐振型；（b）并联谐振型；（c）串联谐振型

L—电抗器；C—电容器；Th—电力电子开关

（3）串联谐振型。利用旁路元件来限制故障电流。正常工作时，电容器和电抗器构成串联谐振，不增加系统阻抗。故障发生时，由电力电子器件构成的电力电子旁路开关（如晶闸管阀体）旁路电容器组，等效于线路中插入了限流电抗器，从而达到限制故障电流的目的。图1（c）为串联谐振型FCL的原理图，主要由电容器、电抗器及电力电子旁路开关构成，实际应用时还需加装过压保护装置等。

串联谐振型FCL结构简单，性能可靠，其中基于晶闸管保护串联电容器（TPSC）技术的串联谐振型FCL在中国已有工程应用（见瓶窑500kV变电站故障电流限制器装置工程），这种串联谐振型FCL由西门子公司首次提出，由于灵活交流输电（FACTS）技术日益成熟，这种型式的FCL装置更具可靠性，是针对高压/超高压输电系统较为适用的故障电流限制装置。该类型还可实现辅助功能的扩展，如抑制功率振荡、消除次同步谐振，实现无功补偿、潮流控制等。接线示意图如图2所示。

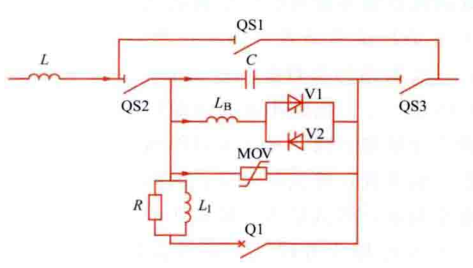


图2 基于TPSC技术的串联谐振型FCL装置的接线示意图

L—限流电抗器；C—串联电容器；MOV—金属氧化物限压器；L_B—旁路电抗器；V1、V2—反向并联晶闸管；R—阻尼电阻；L_1—阻尼电抗器；Q1—旁路开关；QS1—旁路隔离开关；QS2、QS3—隔离开关

特性及参数 主要技术参数包括：①额定电压，FCL接入电网的电压等级；②额定电流，FCL在规定的使用条件下能够长期流过的最大电流；③额定阻抗，FCL动作期间呈现的稳态工频阻抗值；④额定损耗或额定损耗比，长期通过额定电流时FCL所有设备（如电容器、电抗器等）以及辅助设备（如冷却系统等）全部功率损耗（kW），通常也以其额定容量下损耗的百分值计算。

主要性能参数包括：①通过电流比，即限流后通过FCL故障电流峰值与正常运行额定电流的比值；②峰值电流限制比，即最大限制电流与故障电流峰值的比值；③电流限制比，即通过故障电流峰值与预期故障电流峰值的比值；

④动作时间，即由故障发生至最大限制电流出现的时间段；⑤故障持续时间，即由故障发生至故障电流切除的时间段；⑥恢复时间，即由故障电流被切除后 FCL 返回至正常运行低阻抗阶段的时间段。

发展概况 1993 年美国在新泽西安装了第一台 4.6kV/6.6MW 的固态型 FCL 样机，现国际上较先进的基于电力电子开关器件的无谐振型 FCL 以美国 Silicon power 公司的 SSCL（solid state current limiter）为代表，其电压等级分为 15kV 和 69kV 两种。在超导型 FCL 方面，1992 年法国 GEC Alsthon 公司研制出 63kV/5.3kA（峰值）电感型超导 FCL，2000 年西门子公司与加拿大 Hydro Quebec 公司合作研制出 12MV・A 的电阻型超导 FCL，2004 年日本东芝公司研制出 66kV/750A 的超导 FCL。

中国对电力电子型 FCL 技术的研究工作起步于 1995 年，其中由中国电力科学研究院研制的串联谐振型输电线路 FCL 安装在浙江瓶窑 500kV 变电站（见瓶窑 500kV 变电站故障电流限制器装置工程），已于 2009 年投运。在超导型 FCL 研制和应用方面，云南电网公司、北京云电英纳公司研制成功的 35kV 超导型 FCL 已在云南普吉变电站并网运行，并于 2009 年 7 月通过了实际电网的三相短路试验。中国研制的世界首台 220kV 超导型 FCL 也将挂网运行。

从中近期技术可能性与经济性（包括造价、运行费用）等各方面考虑，电力电子型 FCL 将成为解决输电线路故障限流问题的主要方法之一。随着电力电子器件的发展，以及半导体功率器件的普遍使用，该种 FCL 成本将大大降低，必将在以后的限流市场中占有重要地位。但要研制满足高压/超高压电力系统实际需要的经济型 FCL，还需要针对 FCL 拓扑的优化设计、在线监控技术开发以及 FCL 与电网的交互影响等问题开展系统、深入的应用基础研究。

Guanting-Lanzhou 750kV jiaoliu shudian xianlu

官亭—兰州 750kV 交流输电线路 (Guanting to Lanzhou 750kV AC transmission line) 中国第一条 750kV 超高压输电线路。工程于 2004 年 8 月开工建设，2005 年 10 月投入运行。工程的实现满足了公伯峡水电站的送出要求，为简化西北的网架结构，满足大规模电力交换和外送提供了保障，为 750kV 工程的建设积累了经验。图为工程安全运行 2 周年纪念邮票。



国家电网公司 750kV 输变电示范工程安全运行 2 周年纪念邮票

该线路设计输送容量 2300MW，起自青海省民和县官亭变电站，终于甘肃省榆中县兰州东变电站，全线长度 140.7km，单回路架设。线路在青海省境内 13.1km，甘肃省境内 127.6km。沿线高山大岭为 22%，一般山地为 74%，平地为 4%，海拔在 1735～2873m 之间。最大风速按离地 20m、50 年一遇统计计算，30m/s 适用于机械强度设计，27.5m/s 用于电气风偏计算。15mm 覆冰线路长度 20.4 km；10mm 覆冰线路长度 120.3km。全线交叉跨越通信线 41 处，10～35kV 电力线路 57 处，110～330kV 电力线路 4 处，铁路 2 处，河流 4 处，等级公路 26 次。

全线采用了 LGJ-400/50 型钢芯铝绞线和 LGJK-300/50 扩径型钢芯铝绞线两种导线，相导线采用六分裂正六边形布置，分裂间距取 400mm。新研制的 LGJK-300/50 扩径型钢芯铝绞线，外径与 LGJ-400/50 型钢芯铝绞线相同，铝截面为 $300mm^2$，该导线用于地形起伏较小的 10mm 冰区，并采用张力放线，使用线路长度 24.5km。全线架设两根地线，一根为 OPGW-90 不锈钢管偏心层绞式复合光缆，另一根为 1×19-11.5-1270-B 型钢绞线。

全线直线塔塔头为酒杯型、耐张转角塔塔头为干字型。铁塔型式共有 14 种，其中自立式塔型 13 种，拉线门型塔 1 种。自立式铁塔塔身均采用正方形结构全方位长短腿设计，接腿最大高度 17.5m，长短腿最大差值 9m。铁塔主材采用 Q345、Q420 等边角钢，Q420 用于转角度数 30°的耐张塔主材，其他斜材及辅助材一般采用 Q235 等边角钢。根据工程地质情况，设计了扩展柔板斜柱基础、掏挖基础、岩石嵌固基础和刚性基础 4 种基础型式。

导线耐张串采用瓷绝缘子。直线塔中相采用 V 型串，边相采用 I 型串，悬垂绝缘子在 0、Ⅰ级污秽区全部采用瓷绝缘子，Ⅱ级污秽区部分采用复合绝缘子，Ⅲ级区全部采用复合绝缘子。中相 V 型串与边相 I 型串塔头采用不同的空气间隙，表中的两个数据分别为边相和中相带电部分与杆塔构件的最小间隙。

最小空气间隙取值表

工作情况	最小空气间隙值（m）	
	海拔≤2500m	海拔>2500m
工频电压	2.71/2.91	2.87/3.09
操作过电压	3.84/5.34	4.09/5.47
雷电过电压	4.86/5.41	4.98/5.55

LGJ-400/50 导线采用铝合金防晕悬垂线夹，LGJK-300/50 导线采用预绞式悬垂线夹。LGJ-400/50、LGJK-300/50 均采用液压型导线耐张线夹。悬垂串高压侧安装均压屏蔽环，管径为 ϕ80mm 的铝管，低压侧安装均压环，复合绝缘子高压侧有均压小环；耐张串高压侧安装跑道式均压屏蔽环，管径为 ϕ80 的铝管。

跳线采用铝管式刚性跳线，分为直跳式和绕跳式，分别用于耐张塔转角内侧和外侧，直跳式采用拉杆保证铝管的高度，绕跳式采用双跳线绝缘子串保证铝管的高度。刚性部分为两根 ϕ110mm 的铝管，分裂间距 450mm，长度 9～14m；软连接部分采用 LGJ-400/50 导线，通过正六边形间隔棒、长正六边形间隔棒逐步将六分裂过渡到两分裂，与铝管

连接。

一般非居民地区离地面 1.5m 高电场限值 10kV/m，导线对地高度 15.5m。大型机械不可到达的非居民地区离地面 1.5m 高电场限值 12kV/m，导线对地高度 13.7m。线路邻近民房时，民房所在地面未畸变电场强度不超过 4kV/m。

全线采用铁塔 263 基，直线塔 228 基，耐张塔 35 基，平均每公里 1.87 基。最大档距为 1235m，平均档距 537m，平均耐张段长度 4.138km。使用到的铁塔最大呼称高度 67.5m，全高 74m。

全线材料用量为：LGJ-400/50 导线 3161.55t，LGJK-300/50 导线 547.71t；瓷绝缘子 44 602 片，合成绝缘子 468 支；挂线金具 210.56t，单位指标 1.497t/km；间隔棒 51.7 支/km，杆塔钢材 7834.48t，单位指标 55.68t/km；基础钢材 1200.703t，单位指标 8.533t/km，混凝土 10 558.09m^3，单位指标 75.037m^3/km。

guangxian fuhe dianlan

光纤复合电缆 (optical fiber composite cable)

将光纤与电力电缆的导体、屏蔽层或护层系统组合在一起构成的电缆。在电力电缆传输电力的同时，可利用光纤作通信（电力系统的保护、测量、控制、信号）的通道，同时可以作监测电缆施工敷设中的机械应力、电缆运行中的运行温度、电缆的连续性等的传感元件。光纤复合电缆主要有三种复合方式：直接将光纤复合在电力电缆芯间，将光纤嵌入电力电缆屏蔽层或铠装层，将光纤排入电力电缆的导体中。各种光纤电缆见图 1。

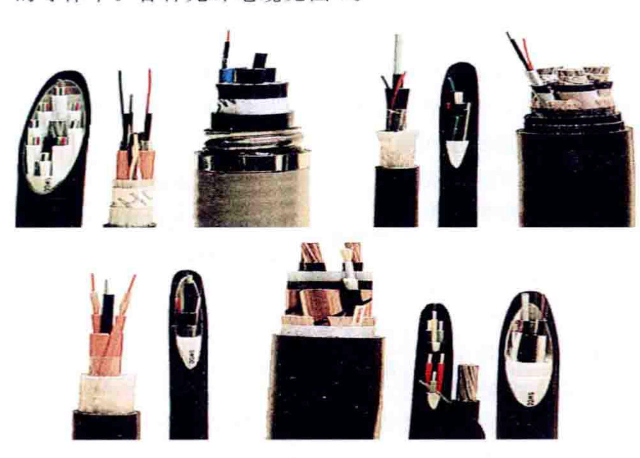


图 1　各种光纤电缆

光纤复合在电力电缆芯间的光纤复合电缆　其光纤与三芯电力电缆一起成缆，光纤的位置在电力电缆芯间的空隙位置。这种结构使光纤在机械上受到很好的保护。

将光纤嵌入电力电缆屏蔽层的复合电缆　有两种结构：一种结构是将光纤排入电力电缆等直径的铜丝屏蔽层，占据一根铜丝的位置，但遇电缆线路短路时，电弧可能将光纤烧损，因此要在铜屏蔽层的不同方位上安排至少两根光纤；另一种是将光纤排于钢丝或铝合金丝铠装层，一根光纤占据一根金属丝的位置。钢丝铠装光纤复合电缆一般作为海底电缆。（见图 2）

将光纤排入电力电缆的导体中的复合电缆　这种结构能直接记录导体运行温度，光纤也能受到很好的机械保护，但其缺点是需要额外制作特殊的终端和接头，增加了费用。

发展概况　20 世纪 70 年代开始以光缆进行信息传输和用于动力系统的保护、测量、控制等，并与架空输配电线路配合。20 世纪 90 年代初开始研制和开发光纤复合电缆，将光纤与电力电缆复合在一起（见图 3）。进入 21 世纪，随着智能电网和海上风电场的发展，光纤复合低压电缆（见图 4）和超高压光纤复合海底电缆产品迅速发展。2009 年，随着电力光纤到户关键技术取得重大突破，世界上第一条用于商业运营的光纤复合低压电缆在中国研制成功。2010 年 8 月 7 日，中国国产首条 110kV 光电复合海底电缆正式在福建省平潭电网投入运行。



图 2　带光纤的三芯交联聚乙烯海底电缆



图 3　带光纤的交联聚乙烯电缆

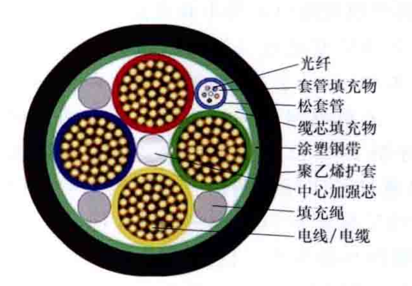


图 4　光纤复合低压电缆

Guangdong-Hainan 500kV jiaoliu lianwang haidi dianlan gongcheng

广东—海南 500kV 交流联网海底电缆工程 (Guangdong to Hainan 500kV AC submarine cable project)

中国第一个 500kV 长距离和大容量的跨海电力联网工程，世界上继加拿大之后第二个同类工程。工程电缆北起广东省湛江市徐闻县，南至海南省海口市澄迈县林诗岛。工程设计容量 600MW，远期增容至 1200MW。工程于 2007 年 2 月开工，2009 年 6 月竣工。2009 年 6 月 30 日正式投入运行。作为中国海南与南方电网主网联网工程的一部分，工程竣工投运后从根本上解决了海南电网孤立运行状态，提高了供电的安全可靠性。工程的建成对于降低海南电网自身运行成本，有效提高水电利用率和火电装机利用小时数，增强海南电网的安全性和稳定性，解决海南小网大机组给电网运行带来的问题具有重要意义。电能输入缓解了海南岛用电紧张局面；提供外送电量，有助于推进泛珠三角区域能源合作。

工程组成和主要技术经济指标　工程新建南岭海底电缆站 1 座，新建林诗岛海底电缆终端站 1 座，新敷设 500kV 海底电缆线路长度约 31km。电缆终端站用地面积为 100m×150m。海底电缆规格为交流 500kV 铜芯单芯自容式牛皮纸绝缘铅护套聚乙烯护套充油电缆，外被铜线铠装。海底电缆导体结构为型线，导体截面积为 800mm^2，油道内径 30mm，纸绝缘厚度 28.5mm，电缆总外径为 139mm，空气中质量为 48kg/m。海底电缆深水区电缆敷设间隔为 100～150m，走廊宽度约 2km。

工程特点　工程具有电缆路由复杂、海缆敷设难度大、

冲埋保护要求高等特点。

电缆路由复杂　超过1500t重的海底电缆敷设在琼州海峡的海床上，琼州海峡广东侧为浅滩区，海南侧为隆起区，而中间为深海段深槽区，最深处近100m。

海缆敷设难度大　长达31km的海底电缆以及同样长度的铅合金护套，要求连续生产，中间没有接头；敷设时，要求一次性把一根电缆完全敷设到海底中，不能中断或停顿。工程施工人员通过控制电缆敷设船的航行速度、电缆释放速度来控制电缆的入水角度以及控制敷设电缆的张力在电缆允许的范围内，避免由于弯曲半径过小或张力过大而损伤电缆。

冲埋保护要求高　工程施工人员在沙地及淤泥区，用高压冲水产生一条约2m深的沟槽，将电缆埋入其中，旁边的沙土将其覆盖；在珊瑚礁及黏土区，用切割机切割一条0.6～1.2m深的沟槽，把电缆埋入沟槽，自然回填形成保护；在坚硬岩石区，需在电缆上覆盖水泥盖板等硬质物体实施保护。

Guizhou－Guangdong dierhui ±500kV zhiliu shudian gongcheng
贵州—广东第二回±500kV直流输电工程　(Guizhou to Guangdong Ⅱ ±500kV HVDC transmission project)
中国第一个直流输电自主化示范工程，实现了直流换流站成套设计全面自主化的目标，简称贵广Ⅱ回工程。工程起点位于贵州黔西南州兴仁县的兴仁换流站（见图），线路全长1194km，途经贵州、广西、广东三省（区），终点为广东深圳市宝安区深圳换流站。工程额定直流输送功率为双极3000MW，额定直流电压为±500kV，是黔电送粤的第二条直流大通道。2005年6月开工建设，2007年6月单极投运，12月双极投运。



贵州兴仁换流站全景（王彦　提供）

送端兴仁换流站通过2回500kV交流线路与贵州电网的安顺500kV变电站和青岩500kV变电站相连，通过1回500kV线路与广西电网的天生桥二级电站相连。此外，西部的盘南火电厂（装机容量2400MW）和北部的光照水电站（1040MW）通过3回500kV线路向兴仁换流站送电。

受端深圳换流站500kV交流出线3回，分别是2回接鹏城500kV变电站，1回接莞城500kV变电站。

工程的运行接线方式包括：①双极方式；②单极金属回线方式；③单极大地回路方式。

工程的运行控制模式包括：①双极功率控制；②同步极电流控制；③应急极电流控制；④极降压运行在70%、80%、100%正常运行电压；⑤极功率反转；⑥极线路空载加压试验。在不同功率输送方向下，直流系统应能以上述所有运行接线方式和运行控制模式运行。

换流站交流场主接线　兴仁换流站交流500kV采用一个半断路器接线方式，远期出线10回，换流变压器进线2回，站用变压器进线1回，交流滤波器分3大组接入串，组成8个完整串。所有进出线均不设出线隔离开关。兴仁换流站交流滤波器分为3大组，每大组包含3～4小组交流滤波器，形成独立的滤波器单母线。每个大组交流滤波器作为一个元件接入500kV串中。

深圳换流站交流500kV采用一个半断路器接线方式，远期出线6回，换流变压器进线2回，联络变压器进线4回，交流滤波器分3大组接入串，组成7个完整串。其中3号联络变压器通过断路器直接接入母线，所有进出线均不设出线隔离开关。深圳换流站交流滤波器分为3大组，每大组包含4小组交流滤波器，形成独立的滤波器单母线。每个大组交流滤波器作为一个元件接入500kV串中。

换流站直流场主接线　采用双极直流典型接线，可以满足的运行方式：①实现双极、单极大地回线、单极金属回线等基本的运行接线；②换流站内任一极检修时能进行隔离及接地；③直流线路任一极检修时能进行隔离及接地；④在单极金属回路运行方式下，检修直流系统一端或两端接地极及其引线时，能进行隔离及接地；⑤在双极电流平衡运行方式下，检修直流系统一端或两端接地极及其引线时，能进行隔离及接地；⑥双极中的任一极单极运行时，从大地回路转换到金属回线或者相反，应不中断直流功率输送，且一般不应降低直流输送功率；⑦故障极的切除和检修不应影响健全极的功率输送。

换流站主要设备　包括换流阀、换流变压器、交流滤波器和无功补偿装置、直流滤波器、控制和保护装置。

换流阀及换流变压器　兴仁换流站和深圳换流站的换流阀组均采用双极配置，每极1个12脉动阀组的接线方式。换流变压器采用单相双绕组换流变压器，每3台单相双绕组换流变压器与1个三相桥式6脉动整流电路连接形成6脉动换流单元，两个6脉动换流单元串联构成12脉动换流单元，即每极1个12脉动阀组配6台单相双绕组换流变压器。

交流滤波器和无功补偿装置　允许兴仁换流站交流系统多提供140Mvar无功，不允许兴仁换流站交流系统吸收无功。允许深圳换流站交流系统吸收200Mvar无功，深圳换流站交流系统不对换流站提供无功。

兴仁换流站配置3大组交流滤波器，每大组中配置有3～4个无功分组（共10个分组），每个无功分组容量在电压

为525kV时约140Mvar。4大组DT11/13滤波器、3大组TT3/24/36和3大组并联电容器。深圳换流站配置3大组交流滤波器，每大组中配置4个无功分组（共12个分组），每个无功分组容量在电压为500kV时约155Mvar。3大组DT11/13滤波器、3大组HP24和6大组并联电容器。

直流滤波器　两换流站的每极各配备调谐频率为12/24/36次的三调谐滤波器各1组。中国±500kV直流输电工程设计要求，直流线路中的等效干扰电流，在双极运行时应小于1500mA，单极大地回线方式运行时应小于3000mA。

控制和保护装置　主要控制功能有直流功率控制、直流电流控制、直流电压控制、低压限流控制、整流侧最小α角控制、逆变侧定γ角控制、无功功率或交流电压控制、换流变压器分接头控制、顺序控制等。两端换流站还配备有30多种保护功能，主要有换流桥差动和过流保护、换流器差动保护、极差动保护、极母线差动保护、中性母线差动保护、直流谐波保护、换相失败保护、交流欠压和过压保护、直流线路的行波保护、电压突变量保护、低电压保护、纵差保护、金属回线差动保护以及直流开关保护、接地极线开路保护等。此外还配置有独立的变压器保护、交直流滤波器保护。

直流架空线路　线路长度为1225km，采用单回直流输电线路。额定电流3000A，额定电压±500kV。采用ACSR-720/50型号的四分裂导线，子导线分裂间距为500mm。直流输电线路上使用2根地线，均为镀锌钢绞线。

接地极和接地极引线　兴仁换流站的接地极线路长度为50km，深圳换流站接地极线路长度为232km。采用两束二分裂导线结构，导线型号为LGJ-630/55，子导线分裂间距为500mm。两束导线分别安装于杆塔两侧。地线型号为GJ-80。



haidi dianlan

海底电缆 (submarine cable) 敷设于江河、湖泊、海域水底下的电力电缆，亦称水底电缆。它与陆上电缆相比，在主绝缘方面没有多大差异。由于海底电缆的特殊施工方法和运行条件，在铠装、金属套、制造长度等结构方面有较大的不同。各种充油海底电缆见图。

铠装 海底电缆要承受大的机械拉力，因此它的铠装一般都采用镀锌粗钢丝（钢丝直径在6mm及以上），有的还使用双层钢丝。采用浸渍防腐混合物的聚丙烯纱绳的外护层，比传统的沥青黄麻护层具有更良好的耐腐蚀性能和机械性能。



各种充油海底电缆

海底电缆常制造成大长度的整根电缆，它的运输需盘成圈状。虽然节距短的铠装可以减小盘绕直径，但在敷设过程中受到较大张力时，短节距（8倍铠装平均直径）铠装的海底电缆，在水底容易打结，因此一般的铠装节距需12～14倍铠装平均直径。为了减小盘绕直径，有的采用短节距预应力钢丝或双层钢丝的铠装，也有的采用内外层扭绞方向相反的铠装。

金属套 海底电缆的金属套除了为防护目的增加必要的厚度外，还需要按水域的不同采取不同的结构。未能埋在河床下面的海底电缆，受到水流冲击而振动，金属套容易疲劳，甚至蠕变开裂，因此要采取措施提高疲劳耐振性，可选用周期性应变较大的合金做金属套，也有的采用复合套（如双层铅套，铅套之间涂抹沥青，或内层铅套、外层氯丁橡胶套等其他类似结构）。敷设在海底的海底电缆，还容易受到各种侵蚀，如盐浓度较高的海水、潮汐电流和浮游生物等，要针对不同水域，采取必要的耐腐蚀措施，如挤包塑料内护套可防止化学的或电性的腐蚀，铜包带可防止凿船虫生物腐蚀。

制造长度 海底电缆一般整根制造，长度较大，超过工厂常规的生产长度时，常用厂制电缆软接头连接。由于海底电缆的铠装是连续生产，软接头的外形及电性能需与电缆本体相同。此外，当金属套绝缘强度不能承受侵入波反射叠加电压时，在整根电缆的中间，金属套和铠装应有电气连接，防止损坏金属套。

发展情况 世界各国已越来越重视海底电缆的应用，尤其是沿海国家，有较长的海岸线和很多岛屿，从大陆向岛屿供电或岛屿之间的联网，都需要用海底电缆。早在1915年，丹麦与瑞典海峡间就敷设了一条电压等级为20kV的海底电缆，输送容量为6MV·A。1983年在加拿大大陆西海岸和温哥华岛之间敷设并投运了双回路525kV交流海底充油电缆。每回路电缆线路总长39km（两跨，30km＋9km），最大水深400m，输送功率1200MW。2009年6月30日，中国广东与海南之间投运了双回路500kV交流海底充油电缆，输送功率600MW，每回路电缆线路总长31km（见广东—海南500kV交流联网海底电缆工程）。2006年在挪威大陆和高森岛（Gossen）之间敷设了世界上第一条420kV交联聚乙烯海底电缆，该线路由4根电缆组成，总长3.2km，其中2.2km将敷设在海底最大210m的深度，输送功率1000MW。不论直流的还是交流的海底电缆，都在向更高电压、更大容量方向发展。

haidi dianlan fushe

海底电缆敷设 (submarine cable laying) 敷设在水底下的一种电缆安装方式。用于输配电电缆线路跨越内河、大江、海峡，或者向岛屿和石油平台供电。海底电缆敷设（见图1）常因跨越水域不同，其敷设方法也有较大差别。海底电缆敷设不但要满足设计要求，还要根据具体工程选用最佳敷设方法及相应装备。

设计要求 敷设海底电缆的设计常由水域的宽度、水深、通航船舶的吨位、船只航行密度、渔业捕捞方式和水文资料而定。其中主要有路径选择、海底电缆运输包装和埋设深度。



图1 海底电缆敷设

路径选择 可分为内河、大江和海峡三类：①筑有护岸的内河一般选取狭窄河段为电缆线路路径，但不宜过于接近内河上各种建筑，如桥梁的桥墩或码头区。②大江、大河的电缆线路路径宜选择在河床由泥、砂和砾石等构成的河床稳

定水域，岸线无冲刷和不是船只锚泊或避风地段，不宜选在岸线凸出地带，而宜选在岸线凹入有淤积的地段。单向水流的江河，电缆线路常敷设成向上游的弧形，受潮流影响有倒流的江河或河床常受冲刷及淤积多变的水域，电缆线路常敷设成蛇形（见电缆蛇形敷设）。③海峡、岛屿和石油平台间的电缆路径除了与大江、大河的相似要求外，尚需作周密的海洋调查，要避让没有覆盖层的基岩裸露地段，必要时选择弯曲的路径绕过裸露的岩礁或将基岩在水下爆破成电缆沟，将电缆纳入沟中。

海底电缆运输包装　有盘装、筒装和圈装三种，按电缆长度、质量和外径而定。①盘装电缆适用于长度不太长的海底电缆的包装。盘装的电缆类似于陆上敷设电缆，施工用具和施工方法较为简单。②当电缆单根长度超过电缆盘的容量和运输的条件时，要采取筒装。在制造大长度海底电缆过程中，将要交货的整根电缆圈绕储存在圆筒形的电缆仓内，在出厂时将电缆自仓内输出经栈桥送至码头。先将装电缆的托盘或圆筒放在运输船上，当电缆送至托盘的顶上，经导轮将电缆送下，在托盘内一匝一匝、一层一层圈绕装载，每匝电缆绕一圈要旋转360°，圈绕的内径应由电缆单位长度内允许的扭转角而定。筒装电缆在运输中通常用大型浮吊或运输船上的吊杆装卸，一般都不经陆上运输，而是从运输船直接卸至敷设船上。筒装电缆敷设用具较复杂。由于筒内的圈绕电缆每放出一匝，电缆要扭转360°，因此要在电缆筒上方安装一定高度的退扭架，使每米电缆的扭转角在允许值之内。从而使施工船的装备复杂化。③当单根电缆的重量超过起吊设备的能力时，采用圈装包装及运输，将电缆直接圈绕在船舱内或甲板上，也称散装圈装，也有将电缆（特别是双层钢丝铠装电缆）圈绕在敷设船旋转的托盘上。圈装电缆不受电缆长度的限制，但运输不如盘装或筒装简便，此外圈装电缆还需多过驳一次，使电缆多次弯曲及扭转，对电缆质量有一定影响，若敷设船上有旋转托盘，可减少电缆扭转次数。圈装电缆的敷设一般使用垂直退扭架，采用旋转的托盘敷设，在装载及敷设的专用船上不设退扭架，而由栈桥将电缆自转盘出口处送至入水槽。这样电缆不会在装载及敷设过程中因圈绕而扭转。这种船特别适用于超高压海底电缆的敷设。

埋设深度　按通航船舶的吨位和河床的土质电缆埋设深度可分为浮埋、浅埋和深埋三种。①浮埋是将电缆敷设在河床上后，利用电缆自重下沉或放在坚硬的泥质河床上。也有用水泥装入麻袋中，覆盖在电缆上。浮埋一般适用于不通航或船只稀少的内河航道。在船只锚链长度不及水深的海洋中或没有抛锚可能的海域内，直接将电缆放在河床上的方式。②浅埋是将电缆敷设在水底后，用高压水泵将电缆周围泥沙吹散，利用电缆的自重沉入泥土中，深度一般不宜小于0.5m左右。浅埋适用于小型船只出入的水域和海底电缆接近堤岸浅滩登陆地段。③深埋是将电缆敷设在河床下，其深度大于通航船只的锚齿长度，一般在3～5m。深埋适用于大型船舶往来的海域。深埋的方法可以用电缆埋设机，也可用挖泥船将河床挖成需要深度的电缆沟，待电缆敷入沟内后覆土回填。中国施工力量较强的施工单位的水力机械埋设犁的埋设深度可达2～6m深度。用埋设犁埋深时具有开沟宽度狭及回淤快的优点。

敷设装备及方法　敷设海底电缆时，电缆牵引端常固定在电缆的首端，敷设船向对岸航行，边航行边敷设电缆（见图2）。由于海底电缆铠装的退扭力远大于陆上电缆，防止增加扭力和消除退扭力是海底电缆敷设的特点之一。海底电缆敷设时的关键操作：①要控制敷设船按设计路线航行，如航行轨迹远离原设计路径时，电缆长度会不够；②要控制好电缆放出的速度与敷设张力，以保证在敷设过程中电缆不会打结。舟山多端电压源型直流输电工程海底电缆敷设见图3。



图2　厦门集美—高崎海底电缆工程敷设船进行海底电缆敷设（李舔菻　提供）



图3　舟山多端电压源型直流输电工程海底电缆敷设（李彦　摄）

敷设装备　海底电缆敷设装备技术发展日新月异：①敷设船利用GPS系统卫星导航定位，同时测绘电缆在海底经纬度点的位置；②采用海底电缆埋设机（即海底机器人，具有埋设检测功能），海底机器人以预定速度自动跟踪海底电缆埋设路径，在边敷边埋过程中检测海底电缆深度位置及埋设状态。

海底电缆敷设机具有：电缆盘的支架及轴、控制电缆放出速度和张力的制动装置及履带牵引装置、导轮或滑槽、张力监视装置、尺码计和入水槽等，这些海底电缆敷设的基本机具在盘装电缆敷设、筒装电缆敷设和圈装电缆敷设三种敷设方式中都要使用。

盘装电缆敷设　由于电缆盘能在盘轴上转动，电缆只有装盘退扭力，只要敷设船按电缆设计路径航行，盘转动时放出的电缆因自重而沉入水底。然后按需要可进行埋深工作。

为了防止电缆在敷设过程中打结，在敷设时要按水深控制电缆的入水角和张力。张力、水深、电缆重力和入水角之

间的关系可用下面近似计算公式表示

$$T=\frac{HW}{1-\cos\alpha}$$

式中 T 为敷设时的电缆张力，N；H 为水深，m；W 为单位电缆在水中的重力，N/m；α 为电缆入水角，(°)。

筒装电缆敷设　电缆在圈入筒时，每一匝电缆扭转 360°，使电缆内有扭转应力，在放出时要让电缆退扭消除扭转应力。因此，筒装电缆敷设时，需有足够高度的退扭架，其高度通常不低于筒装电缆内圈周长的 1/2 或外圈的直径。通常用电缆履带牵引机将电缆拉至退扭架，电缆通过退扭架和倾斜滚轮通道架后，可以采取和盘装电缆相似的方式进行敷设。

圈装电缆敷设　可分为转盘圈装电缆敷设和散装圈装电缆敷设两种。①转盘圈装电缆敷设是将电缆置于下有滚轮可自由旋转的圆盘上，盘边有动力驱动机，电缆可随转盘旋转放出，类似盘装电缆的敷设。转盘圈装敷设在电缆装载或放出时电缆不会被扭转，对绝缘不会产生不良影响。虽然敷设船上的装备复杂，但它适用于大长度超高压海底电缆的敷设。②舱内或甲板上的散装圈装电缆敷设方法与筒装电缆相同，即必须用退扭架和倾斜滚轮通道架，以消除每圈电缆内的扭转应力。圈装敷设通常需用大长度的电缆敷设船敷设。

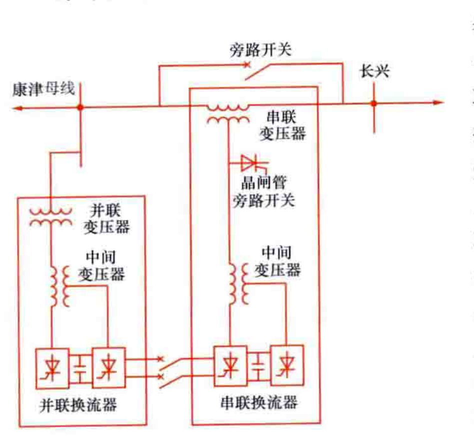
电缆登陆　海底电缆的首尾两端登陆是技术较高作业，如处理不妥，电缆会打结。登陆的电缆长度越短越好，用轮胎浮运电缆上岸。首端可直接牵引上岸，尾端电缆要先以 Ω 形放出浮于海面上，而后牵引登岸。

Hanguo Kangjin 154kV biandianzhan tongyi chaoliu kongzhiqi zhuangzhi gongcheng

韩国康津 154kV 变电站统一潮流控制器装置工程

(unified power flow controller project at Korea Kangjin 154kV substation)　安装于朝鲜半岛南半部的康津(Kangjin) 154kV 变电站，由韩国电力公司 (KEPCO) 和韩国电科院 (KEPRI) 建设，2003 年投运。工程安装了 1 台电压源型统一潮流控制器装置 (UPFC)，运行于 154kV 输电系统中，由 1 台 40MV·A 的静止同步补偿装置 (STATCOM) 和 1 台 40MV·A 的静止同步串联补偿装置 (SSSC) 组成，其串联侧安装在康津 (Kangjin) 到长兴 (Jangheung) 的输电线路上。有 STATCOM 模式、SSSC 模式和 UPFC 模式三种运行模式。康津变电站 UPFC 装置拓扑结构如图所示。

康津变电站 UPFC 装置主要由串联变压器、并联变压器、中间变压器、中央控制器、并联换流器、串联换流器、晶闸管旁路开关和冷却系统等组成。串联换流器和并联换流器的容量都是 40MV·A，并且通过变压器连接到电网。总共有 4 个变压器，并联和串联变压器均是 40MV·A，中间变压器均是 22.2MV·A。中间变压器用来耦合串联换流器和并联换流器，以消除 $6n\pm1$ 次谐波。晶闸管旁路开关电路可以保护串联换流器，防止系统故障时的大电流涌入，晶闸管旁路开关电路旁路串联换流器后，机械旁路开关也会随之闭合，保证旁路的可靠性。康津变电站 UPFC 装置是准 24 脉冲换流器，每个换流器是由门极可关断晶闸管 (GTO) 阀构成的 6 脉冲 3 电平电压源换流器，并且每个都可以 4 象限运行。换流器电极处的额定电流 (rms) 是 1500A，每个电极包含四个 GTO 阀，每个 GTO 阀是由 5 个 GTO 模块串联而成。中央控制器主要负责监控 UPFC 装置、发出 GTO 触发控制信号、控制晶闸管旁路开关等。冷却系统由 PLC 控制并反馈系统状态至中央控制器。



康津变电站 UPFC 装置拓扑结构图

康津变电站 UPFC 的作用效果已通过投运试验和应用测试证明，提高了系统输送能力，解决了变电站变压器过载问题，为稳定康津地区电力系统发挥了重要的作用，但仍需要提高其可靠性。

hedianchang yong dianlan

核电厂用电缆

(cables for nuclear power substations)　用于核电厂内核反应堆厂房、核辅助厂房和汽轮机厂房等处，具备优良的长期耐热和耐 γ 线照射性能，能承受反应堆容器内外各种特殊环境条件的电缆。核电厂用电缆要求具备优良的无卤、低烟、低毒、阻燃性能，以及一般电缆所要求的良好的电气性能和机械性能，且其使用寿命要超过 50 年。

核电厂安全级电缆按核电厂电气系统设备的安全类别分为 K1、K2、K3 三类。

K1 类电缆　安装在核反应堆安全壳内，在正常环境条件下和在安全停堆地震荷载下以及在事故期间或事故之后仍能执行其规定功能的电缆。

K2 类电缆　安装在核反应堆安全壳内，在正常环境条件下和在安全停堆地震荷载下仍能执行其规定功能的电缆。

K3 类电缆　安装在核反应堆安全壳外，在正常环境条件下和在安全停堆地震荷载下仍能执行其规定功能的电缆。

K3 类电缆在核电厂内的需求量最大，其除要通过普通电缆的一般试验外，还要进行阻燃性试验、发烟性试验和腐蚀性试验，同时要测试电缆各组成部分的相互兼容性。K1 类电缆除要求在上述试验项目全部合格的基础上，还应通过辐射试验及模拟冷却剂跑失事故 (loss of coolant accident，LOCA) 试验。中国已具备 K1 类核电厂用电缆的独立制造能力。

heng diancibo shi

横电磁波室

(transverse electromagnetic cell，TEM cell)　由两端为喇叭状逐渐收缩的外导体和中间为带状隔板的内导体构成的特殊矩形截面传输线，又称 TEM 小室。在直流到 200MHz 频率范围内，横电磁波室主要用于对电子设备进行射频电磁场辐射抗扰度试验和射频电磁场发射测量 (见电磁骚扰测量)。为确保在横电磁波室内产生横向电磁场，横电磁波室的尺寸受到上限工作频率的限制。因此，横电磁波室更适合被试设备 (EUT) 为电路模块、印刷电路板和小型电子设备的射频电磁场抗扰度试验和射频电磁场

发射测量。

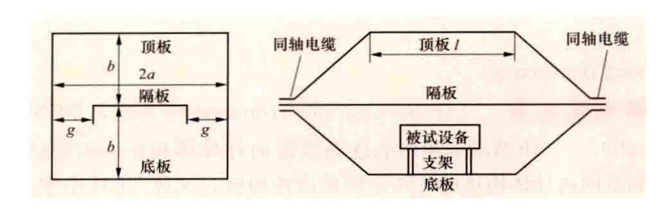
基本结构　横电磁波室的外导体的中间部分由顶板、底板和两块侧板拼接而成，两端按横向矩形截面喇叭状逐渐收缩，并与特性阻抗为 50Ω 的同轴电缆外导体连接，形成一个金属封闭体，以隔离横电磁波室内外的电磁环境，保证外部的电磁环境不影响室内的测量，室内的电磁场被限制在室内而不对室外产生影响。横电磁波室的内导体的中间部分为带状隔板，隔板两端逐渐收缩并与特性阻抗为 50Ω 的同轴电缆内导体连接。横电磁波室的内外导体使电磁能量按横向电磁场模式从横电磁波室的一端传输到另一端。为避免横电磁波室内存在驻波，要求横电磁波室的两端与特性阻抗为 50Ω 的同轴电缆匹配连接。通常，横电磁波室的一端连接 50Ω 的负载阻抗，另一端通过特性阻抗为 50Ω 的同轴电缆与电磁场激励源或接收设备连接，这主要取决于是做射频电磁场抗扰度试验还是做射频电磁场发射测量。在试验时，把被试设备放置在顶板与隔板或隔板与底板之间，并用相对介电常数接近 1 的绝缘材料支撑被试设备。为了便于放置被试设备，横电磁波室一般设计一个与周边具有良好电接触的小电磁屏蔽门。与电波暗室、电磁混响室以及吉赫兹横电磁波室（GTEM 室）相比，横电磁波室的造价较低、便于移动。由于横电磁波室不使用天线，内外导体电压能从几微伏到几百伏变化，因此还可以用横电磁波室对被试设备进行电磁脉冲（EMP）试验。

附属设备　包括能够覆盖规定频率范围以及扫频功能并能被 1kHz 的正弦波进行 80％幅度调制的电磁波信号发生器，放大信号（未调制和已调制）达到规定场强水平的功率放大器，功率计，伏特计，用于入射和反射信号测量的双向耦合器，衰减器，与场强对应功率水平的分析记录仪器和被试设备的监测系统。

特性阻抗　横电磁波室设计的一个重要参数。对于如图所示矩形截面的横电磁波室，当 $a \geqslant b$、$a-g \geqslant b/2$ 时，特性阻抗 Z_0（Ω）可按下式近似计算，即

$$Z_0 = \frac{30\pi}{\frac{a-g}{b} + \frac{2}{\pi}\ln\left(1+\coth\frac{\pi g}{2b}\right)}$$

通过 a、b 和 g 的合理选择，便可按上式设计出具有特性阻抗为 50Ω 的横电磁波室。这样设计的横电磁波室在直流到 200 MHz 的频率范围内，反射系数一般小于 0.1。在横电磁波室的实际使用中，一般被试设备的最大允许尺寸为 $b/3 \times 2(a-g)/3 \times l/3$，以使被试设备对横电磁波室内的横向电磁场分布影响最小。



横电磁波室截面示意图

系统性能　横电磁波室的系统性能有矩形截面尺寸、被试设备允许尺寸、电磁屏蔽效能、特性阻抗、工作频率和最大工作场强等。如某横电磁波室矩形截面尺寸为宽 0.914m、高 0.914m，被试设备允许尺寸为宽 0.305m、深 0.305m、高 0.102m，电磁屏蔽效能在 10kHz 到 200MHz 频率范围内可达到 85dB，特性阻抗为 50Ω，工作频率为 0Hz～200MHz，最大工作场强为 500V/m。

hunei biandianzhan

户内变电站　（indoor substation）　将主变压器、高压配电装置和主控制室等主要设施布置在户内的变电站。它占地面积较小，运行检修条件较好，能较有效地防止外绝缘的污闪，广泛应用于 35kV 及以下的变电站，在城市地区、污秽地区以及场地狭窄地区的 110～500kV 变电站，也可采用户内变电站。

户内变电站的建设费用高于户外变电站，一般采用紧凑化、分隔式布置，尽量减少占地面积和建筑面积。户内变电站在防火、通风、防噪声、值班人员紧急出口的设置以及设备安装运输等方面都有特殊的要求。通常需要选择小型化、无油化电气设备设置火灾自动探测报警及防火系统，采用集中式大型通风装置，以保证户内变电站安全运行。

为了压缩户内变电站的建筑面积，除了选用紧凑型高压电气设备以外，在变电站总体布置上还采取紧凑化、分隔式的总布置设计方案。将变电站的同类型高压电气设备集中在一起，各种设备分隔布置在独立的小室内，例如主变压器室、气体绝缘金属封闭开关设备室、并联电抗器室、并联电容器室等，布置紧凑，对防火有利。通常 10～110kV 户内变电站因接线简单，电气设备数量少，上述高压电气设备小室布置在同一层，而 220kV 及以上户内变电站因接线复杂，电气设备数量较多，一般采用 2～3 层布置方案，也可布置于相邻的 2 栋或多栋建筑内。

huanyang dianlan zhongduan

环氧电缆终端　（epoxy resin cable terminal）　以环氧树脂复合物作为绝缘的电缆终端。只用在 1～10kV 电力电缆线路。

环氧树脂复合物主要是用环氧树脂、石英粉、稀释剂和固化剂在现场调配浇注而成，它具有优异的电气性能，有较高的机械强度，成型工艺简单，与电缆金属套和过渡金具（如出线梗）有较强的粘附力，因而能满足电缆终端的密封要求。盛纳环氧树脂复合物的外壳，可以用尼龙、聚丙烯、已成型的环氧复合物壳体，也有的采用内壁涂有脱模剂的金属模具，待环氧树脂复合物浇入固化后脱模，降低环氧终端成本。

环氧电缆终端用在油浸纸绝缘电缆上，其优点是结构轻巧，成本低廉，在一次环氧复合物调制后，可浇注制作较多的电缆终端，适合大批量安装。其缺点是复合物与油脂不粘合，密封的部件需要用溶剂揩去油污。此外，填充用的石英粉，配制前要预热排除潮气，以免在固化时化学反应的高温使绝缘中形成较多的气泡，对工艺要求严格。

自 20 世纪 50 年代开始，环氧电缆终端用于油浸纸绝缘电缆，一度在 1～10kV 电缆线路上得到大量推广使用。但环氧复合物抗紫外线性能差，特别是在邻近化工地区，表面极易产生树枝状爬电痕迹，因此不能用在户外。其后 1～10kV 的挤包绝缘电缆得到发展，逐渐淘汰了油浸纸绝缘电缆，与此相配套的环氧电缆终端也逐渐被淘汰。

huanliu

换流 (conversion) 用可控的换流装置进行电能技术参数变换的物理过程。在其他行业中也称变流或变换。在高压直流输电领域中，换流主要指交直流电能的相互转换。

换流方式 主要有4种：交流变直流的整流、直流变交流的逆变、改变直流电能技术参数（电压或电流的大小和方向）的直流变换和改变交流电能技术参数（频率、幅值和相位）的交流变换。这4种方式分别简称为交-直变换、直-交变换、直-直变换和交-交变换，如图1所示。如将直流视为零频率，则整流和逆变本质上也可属于广义的变频。

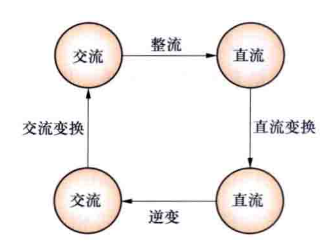


图1 换流的四种基本方式

直-直变换中主要有直流斩波调压。交-交变换中主要有交流变频和调压。

4种基本方式的组合还可以构成其他的换流方式。整流和逆变的组合可形成交-直-交换流变换方式，是最重要的一种组合。直流输电就可以采用交-直-交的换流变换方式，以实现运行频率不同的交流电力系统间的联网和电能传输。

20世纪70年代以来，各种新型大功率半导体器件相继问世，如可关断晶闸管（GTO）、绝缘栅双极型晶体管（IGBT）、集成门极换相晶闸管（IGCT）等，并有迅速发展的趋势。用它们可以实现将工频变为另一频率的交-交变换，所得的电压波形如图2所示。一般地说，从工频变为低频的技术较简单，变为高、中频的技术则需用快速（关断）型元件，相应的技术也较复杂。逆变过程也可用快速自关断元件和脉宽调制（PWM）技术来实现，波形示意如图3所示。20世纪90年代出现的电压源型直流输电技术就是用IGBT和脉宽调制技术来实现换流的新型直流输电工程。对于大型直流输电工程，采用IGCT和碳化硅元件进行换流具有广阔的发展前景。

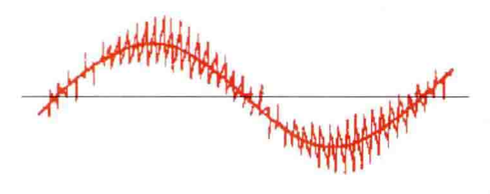


图2 交-交变换所得到的波形

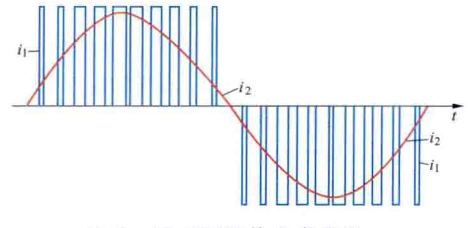


图3 用PWM技术实现逆变的波形示意图

应用 换流技术在电力系统中的应用主要有：①高压直流输电；②静止型无功功率补偿器SVC和无功功率发生器SVG；③大容量同步发电机的励磁；④电动机的调速；⑤抽水、压气、蓄电池或超导线圈储能-发电；⑥由可关断晶闸管构成无功补偿电源；⑦灵活交流输电系统（FACTS）。换流技术在其他行业中也有广泛的用途，如：①电力机车和其他车辆的电力驱动和控制；②电解和电镀；③感应加热，焊接和冶炼；④空调、去湿、除尘和净化设备，气体压缩设备和制氧、制氮；⑤交、直流调压；⑥变频调压电源、恒频稳压电源和不停电电源（UPS）等。

见换流器电路、换流器和直流换流阀。

huanliu bianyaqi

换流变压器 (converter transformer) 接在换流器与交流系统之间的电力变压器。工作原理是将网侧交流电压通过换流变压器变为阀侧交流电压，再经换流器转换为直流向外传输。采用换流变压器实现换流器与交流母线的连接，并为换流桥提供一个中性点不接地的三相换相电压。换流变压器（见图1）与换流器是构成换流单元的主体。换流变压器在直流输电系统中的其他作用还有：①利用变压器绕组的不同接法，为串接的两个换流器提供两组幅值相等、相位相差30°（基波电角度）的三相对称的换相电压以实现12脉动换流；②将直流系统与交流系统相互绝缘隔离，以避免交流系统中性点接地和直流部分中性点接地造成直接短接，使得换相无法进行；③换流变压器的漏抗可起到限制故障电流的作用；④对沿着交流线路侵入到换流站的雷电冲击过电压波起缓冲抑制的作用。



图1 ±800kV高端换流变压器

技术特点与要求 由于换流变压器的运行与换流器换相造成的非线性密切相关，它在漏抗、绝缘、谐波、直流偏磁、有载调压和试验等方面与普通电力变压器有不同的特点和要求。

漏抗 以往由于晶闸管的额定电流和过负荷能力有限，为了限制阀臂短路和直流母线短路的故障电流，换流变压器的漏抗通常比普通电力变压器的大，一般为15%～24%，有些工程甚至超过24%。随着晶闸管的额定电流及其承受浪涌电流能力的提高，换流变压器的漏抗可相应降低，通常为12%～20%。因此，设备主参数、绝缘水平、换流器无功消耗及能耗等都可相应降低，同时换流器的运行性能也有所改进。

为减少非特征谐波，换流变压器的三相漏抗平衡度要求比普通电力变压器高，通常漏抗公差不大于2%。现在的工程多采用单相双绕组换流变压器结构，如果运输条件允许，优先采用如图2所示的单相三绕组换流变压器结构，进一步减少12脉动换流单元中换流变压器6个阻抗值的差别。

绝缘 换流变压器阀侧绕组和套管是在交流和直流电压共

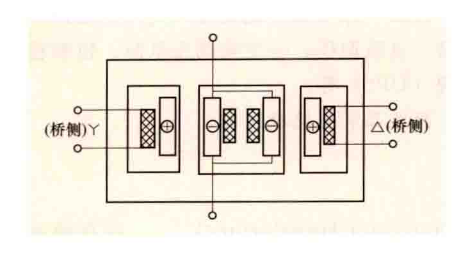


图 2 单相三绕组换流变压器结构示意图

同作用之下工作的，如图 3 所示。在这种电压作用下，由于油、纸两种绝缘材质的电导率与介电系数之比差别很大，油纸复合绝缘中直流场强按电导率成反比例分布，交流场强则按介电系数成反比例分布。当直流电压的极性迅速变化时，会使油隙绝缘受到很大的电应力。在套管与底座的连接部分，由于绝缘结构复杂，这一问题最为严重。

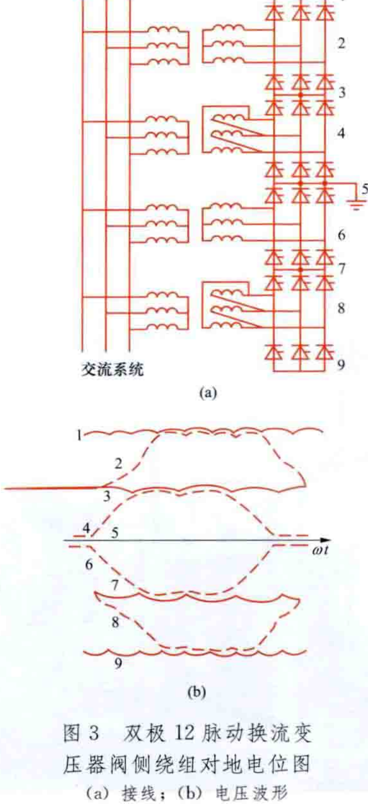


图 3 双极 12 脉动换流变压器阀侧绕组对地电位图
(a) 接线；(b) 电压波形

越接近直流两极的阀侧绕组对地电压越高，在设计时必然增大绕组端部与铁芯上下轭部的距离，使绕组端部的辐向漏磁和局部损耗降低。

作为阀侧绕组外绝缘的套管，其爬电距离要考虑到直流电压的分量，为了避免雨天时在直流电压作用下，由于不均匀湿闪而造成的闪络故障，一般部分阀侧套管均伸入阀厅内。为了抗震，套管法兰盘处一般装有振动阻尼装置。

谐波 换流变压器漏磁的谐波分量会使变压器的杂散损耗增大，有时可能使某些金属结构件或油箱产生局部过热现象。在有较强漏磁通过的部件要用非磁性材料或采用磁屏蔽措施。谐波磁通所引起的磁滞伸缩噪声处于听觉较为灵敏的频带，必要时要采取更有效的隔音降噪措施。

直流偏磁 换流器触发时刻的间隔不等，交流母线正序二次谐波电压和与直流线路并行的交流线路的感应作用等将在换流变压器阀侧绕组电流中产生直流分量；接地极入地电流引起的地电位变化也会在交流侧绕组电流中产生直流分量，二者共同使换流变压器产生直流偏磁现象。使在铁芯的 $B-H$ 曲线上的运行工作点绕行轨迹偏离对称状态，部分进入一侧的饱和段，励磁电流分量出现一个半波的尖峰波形，使变压器的损耗、温升以及 50Hz 的噪声（正常时基波噪声频率为 100Hz）都有明显增加，应在换流变压器设计中充分考虑。

有载调压 换流变压器应具有较多级数的有载调压分接头，利用有载调压开关可使直流输电系统经常运行在接近最佳状态，换流器触发角运行在适当的范围内，以兼顾到运行的安全性和经济性。有载调压分接开关的调压范围一般为 20%～30%，每挡调节量为1%～2%，以达到分接开关调节和换流桥触发控制联合工作，做到既无明显的调节死区，又可避免频繁往返动作。

试验 换流变压器除了与普通电力变压器一样，需要进行例行试验、型式试验之外，还需进行直流电压试验、直流电压局部放电试验、直流电压极性反转试验等。（见直流换流变压器试验）

容量和型式的选择 换流变压器的额定容量可按下式进行初步选择，即

$$S=1.047P_d$$

$$P_d=1.35U_2I_d$$

式中 S 为换流变压器三相总容量；P_d 为 6 脉动换流桥最大直流功率；I_d 为额定直流电流；U_2 为阀侧绕组额定线电压。对于每极采用一个 12 脉动换流器的双极换流站，换流变压器理论上有四种可供选择的型式：①采用 2 台三相三绕组变压器，YNyd 接线，备用 1 台，适用于小型换流站；②采用四台三相双绕组变压器，YNy 和 YNd 接线的各 2 台，备用各 1 台，适用于中等容量的直流工程；③较大容量的工程，往往由于换流变压器运输条件的限制，而采用 6 台单相三绕组变压器，型式完全一样，全部为 Ynyd 接线，备用只要 1 台，但占地面积较大；④对于更大容量的换流站，采用 12 台单相双绕组变压器，YNy 和 YNd 接线的各 6 台，备用各 1 台，占地面积则更大。超高压直流输电工程中多采用第④种型式。

换流变压器套管 换流变压器阀侧套管需要插入阀厅内部，应采用高压直流电容式硅橡胶干式套管，具有良好的防污染性能，保证换流站阀厅内不受污染。如果阀侧套管内充 SF_6，应装设压力表，压力表的报警信号为硬接点方式上传，压力值能够方便就地检查。换流变压器网侧套管一般采用油浸电容式瓷套管，套管不漏渗，有易于从地面检查油位的油位指示器，取油阀安装在便于采取油样的位置。每个套管有一个可变换方向的平板式接线端子，以便于与电网连接。端子板具有足够的受力要求，端子板的接触面需要镀锡或镀银处理。

huanliu bianyaqi fenjietou kongzhi

换流变压器分接头控制

(tap changer control of converter transformer) 直流输电控制系统中用于自动调整换流变压器有载调压分接头位置的一个环节，属极控制层次（见直流输电控制系统分层结构）。分接头控制的目的是为了维持整流器的触发角（或逆变器的关断角）在指定的范围内，或者维持直流电压或换流变压器阀侧绕组空载电压在指定的范围内。其控制策略需要与换流器控制方式相配合，通常可分为角度控制和电压控制两大类。

角度控制 当整流器使用直流电流控制时，通过调整换流变压器分接头位置，把整流器触发角维持在指定范围内（如 15°±2.5°）；当逆变器使用直流电压控制时，通过调整换流变压器分接头位置，把逆变器关断角维持在指定范围内（如 18°±2.5°）。当触发角瞬时超过限定范围时，不应使抽头调节器动作，以免抽头调节机构来回频繁动作。因此，应规定一个时滞，只有当触发角连续超过限定范围的时间大于此时滞时，才允许起动抽头调节机构。

电压控制　当逆变器使用关断角控制时，通过调整换流变压器分接头位置，把直流线路电压维持在指定范围内，如0.98～1.02倍额定直流电压。同样，为了避免抽头调节机构来回频繁动作，只有当直流电压偏离其整定值达到一定值，且持续一定时间后（例如直流电压偏离额定值±1%且超过5s），才起动抽头调节。另一种电压控制策略是通过调整换流变压器分接头位置，把整流器（或逆变器）的换流变压器阀侧绕组空载电压维持在指定值。

角度控制方式与电压控制方式相比，其优点是：换流器在各种运行工况下都能保持较高的功率因数，即输送同样的直流功率，换流器吸收的无功功率较少。其缺点是：分接头动作次数较频繁，因而检修周期会短些。此外，分接头调压范围也要求宽些。

由于换流变压器分接开关至今都是机械式的，转换一档通常需要3～5s的时间，对控制的响应很慢。它是调整直流输电系统输送功率的辅助手段。

huanliuqi

换流器

（converter）　换流站中用以实现交、直流电能相互转换的设备。实现交流电转换为直流电的叫整流器，而直流电转换为交流电的叫逆变器，它们统称为换流器。整流器和逆变器的设备基本相同，只是控制系统不同。当触发角 $\alpha<90°$时，换流器运行于整流工况，叫整流器；而 $\alpha>90°$时，换流器运行于逆变工况，就叫逆变器。此外，整流器和逆变器的控制原则也不同。

换流器通常均由换流阀接成一定的回路来进行换流。直流输电的换流器是采用一个或多个三相桥式换流电路（也称6脉动换流器）串联构成，因而可用6脉动换流器（也称换流桥）作为原理分析的基础。换流桥由6个换流阀组成，其中阀V1、V3、V5共阴极，称为阴极换相组或阴极半桥；阀V2、V4、V6共阳极，称为阳极换相组或阳极半桥。代表阀的符号V后面的编号是按换流阀运行时触发次序编排的，通常是将V1的阳极接到三相交流电的A相。

整流原理　单桥整流器原理接线如图1所示。图2给出整流器主要各点的电压和电流波形。

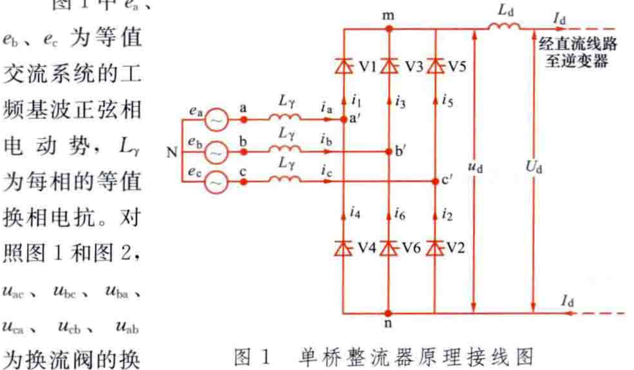


图1　单桥整流器原理接线图

图1中 e_a、e_b、e_c 为等值交流系统的工频基波正弦相电动势，L_γ 为每相的等值换相电抗。对照图1和图2，u_{ac}、u_{bc}、u_{ba}、u_{ca}、u_{cb}、u_{ab} 为换流阀的换相电压，并且规定线电压 u_{ac} 由负变正的过零点为C1，它是V1的触发角 α_1 计时的零点，其余的线电压过零点C2～C6则分别为V2～V6的触发角 α_2～α_6 的零点。在理想条件下，交流系统是完全对称的，触发脉冲是等距的，换流阀的触发角也是相等的，通常用 α 来表示。

无相控理想空载直流电压　假定换相电抗 $L_\gamma=0$，换流阀均为不可控的二极管阀，换流阀的通态压降和断态漏电流均可忽略不计，直流电流是平直的。在C1时刻以后，V1和V6处于导通状态时开始分析。此时，换流桥的直流输出电压为线电压 u_{ab}，直到C2时刻为止。在C2之后，c点电位低于b点电位，V2进入导通状态，V6在反向电压作用下而关断，直流输出电压为 u_{ac}，直到C3时刻。在C3之后，b点电位高于a点电位，V3导通，V1关断，直流输出电压为 u_{bc}。按此方法分析，换流器在任何时刻总有两个阀导通，它们是V6、V1，V1、V2，V2、V3，…，V5、V6。每个阀在一个工频周期内导通120°（电角度），阻断240°。由于 $L_\gamma=0$，阀的开通和关断均是瞬时完成的。在交流电动势的作用下，换流阀周而复始地按序开通和关断，从而在n和m点之间可得到依次为1/6周期的 u_{ab}、u_{ac}、u_{bc}、u_{ba}、u_{ca}、u_{cb} 6个正弦曲线段组成的直流电压波形。如图2（b）所示。这样，三相交流电动势 e_a、e_b、e_c 经整流而变成带有6个脉动的直流电压 u_d，因此单桥换流器又称为6脉动换流器。

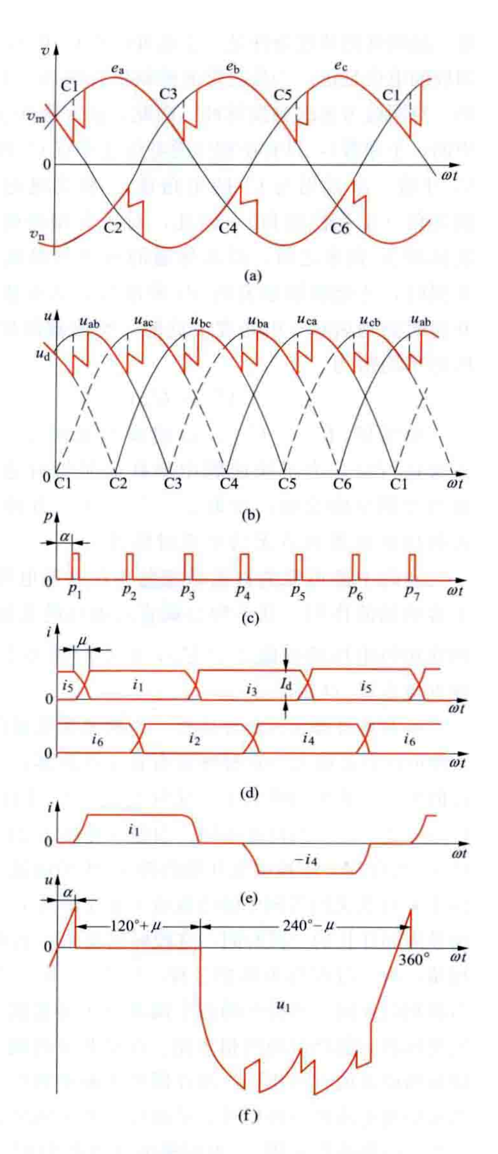


图2　整流器的电压和电流波形

(a) 交流电动势和直流端母线m、n点对中性点的电位波形；(b) 直流电压 u_d 的波形；(c) 触发脉冲 p 的顺序和相位图；(d) 各阀电流波形；(e) 交流侧a相电流波形；(f) 阀V1上的电压波形

从直流电压瞬时值 u_d 取平均值得 U_{d0}，称为6脉动换流器理想空载直流电压，即

$$U_{d0}=\frac{3\sqrt{2}}{\pi}E \tag{1}$$

式中 E 为交流线电动势的有效值。

有相控理想空载直流电压　如果换流桥由晶闸管换流阀组

成，晶闸管的开通条件是：①在外电路作用下，晶闸管阳极对阴极的电位是正；②晶闸管的控制极必须加一个具有一定宽度的、对阴极为正的触发脉冲。因此，触发脉冲 p_i（i 表示 1～6 中的一个序数），只有在相应的电压过零点 Ci 到来之后才能使 Vi 开通。p_i 延迟与 Ci 的电角度 α_i 称为延迟触发角，简称触发角（也称控制角）。因此，对于有相控的换流器，在触发脉冲 p_i 到来之前，原来导通的阀仍然继续导通，直到 p_i 来到时，才能被刚触发的 Vi 所顶替，从而使 6 个换流阀的开通时间均后移 α 电角度。此时，整流器的理想空载直流电压的平均值为

$$U'_{d0}=U_{d0}\cos\alpha \tag{2}$$

很明显，$U'_{d0}<U_{d0}$。u_d 的波形见图 2（b）。整流器在正常运行时，为了保证阀中串联晶闸管开通的同时性，并留有可调节的余地，常取 $\alpha=5°\sim20°$（直流输电降压运行或利用整流器调节无功功率时除外）。

实际上换流器的直流端难免存在杂散电导和电容，由于电容的储能作用，其平均空载直流电压的实际值最大时可达到换相线电压的幅值（$\sqrt{2}E$），最小时将不会低于其理想空载直流电压（$U_{d0}\cos\alpha$）。

有载整流器直流侧外特性　当换流器直流侧有载时，由于平波电抗器足够大，有时还装有直流滤波器，直流电流的波形近似平直，其平均值为 I_d。实际上 $L_\gamma>0$，因此实际的换相过程与上述 $L_\gamma=0$ 的情况不同。当触发脉冲 p_i 到来时，由于有电感 L_γ 的作用，刚被触发开通的阀 Vi 中的电流不可能立刻上升到 I_d，将要关断的阀中的电流也不能立即从 I_d 下降到零，都必须经历同样长的一段时间，这段时间所对应的电角度 μ 称为换相角，这一过程称为换相过程。见图 2（d）。在换相过程中参与换相的在同一半桥中的两个阀都处于导通状态，从而形成换流变压器阀侧绕组的两相短路。在刚开通的阀中，其电流与两相短路电流的方向相同，而在即将关断的阀中，其电流方向与两相短路电流的方向相反，从而促成两个阀完成换相过程。其电压、电流波形见图 2。此时换流器的直流电压平均值为

$$\begin{aligned}U_d&=U'_{d0}-\frac{3}{\pi}\omega L_\gamma I_d=U'_{d0}-\frac{3}{\pi}X_\gamma I_d\\&=U'_{d0}-d_\gamma I_d\end{aligned} \tag{3}$$

式中 ω 为工频角频率；X_γ 为换相电抗；d_γ 为一个单位的直流电流在换相过程中引起的直流电压降，故也称为比换相压降。式（3）所表达的是整流器直流电压平均值和直流电流平均值的关系，所以也称为整流器的伏安特性或外特性。（见换相、直流换流器运行特性）

逆变原理　逆变器是将直流电转变为交流电，然后送入受端的交流系统。图 3 为单桥逆变器原理接线图。

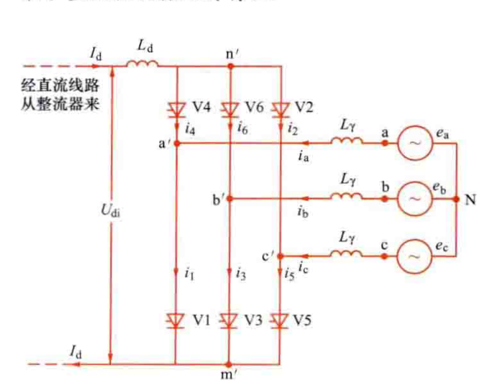


图 3　单桥逆变器原理接线图

对比图 3 和图 1 可知，逆变器和整流器的原理接线图相同，因此换流器既可作为整流器又可作为逆变器，它们只是运行状态的不同。由于换流阀的单向导电性，逆变器阀的可导通方向必须和整流器一致，才能保证直流电流的流通。

换流器作为逆变器运行时，其共阴极点（m′）的电位为负，共阳极点（n′）则为正，与其作为整流器运行时的极性正好相反。由式（2）可知，当 $\alpha=90°$ 时，则 $U'_{d0}=U_{d0}\cos\alpha=0$，如果 α 继续增大（$\alpha>90°$），则 U'_{d0} 即为负值，此时换流器就有可能由整流器变为逆变器运行。根据换流阀的导通条件，换流阀只能在 $0°<\alpha<180°$ 区间内有可能导通，而在此区间内当 $\alpha<90°$ 为整流器运行，$\alpha>90°$ 则为逆变器运行。对于逆变器式（3）可写成

$$\begin{aligned}U_{di}&=U_{d0i}\cos\alpha-d'_\gamma I_d=-U_{d0i}\cos(180°-\alpha)-d'_\gamma I_d\\&=-(U_{d0i}\cos\beta+d'_\gamma I_d)\end{aligned} \tag{4}$$

式中 U_{d0i} 为逆变器无相控理想空载直流电压；d'_γ 为逆变器的比换相压降；β 为逆变器的超前触发角，$\beta=180°-\alpha$。由于受端系统等值电感 L'_γ 的存在，逆变器的换相也不是瞬时的，它也有一个换相过程。另外，它还要求从换流阀 Vi 关断到电压由负变正的过零点之间的时间足够大，使得 Vi 关断后处于反向电压的时间，能够充分满足恢复换流阀阻断能力的要求，以保证换相的成功。否则当过零点电压变正时，Vi 在无触发的情况下可能又重新开通，造成换相失败（见直流换流器故障）。规定从 Vi 关断（阀中电流到零）到过零点之间的时间为关断角 γ，$\gamma=\beta-\mu'$。为防止换相失败，γ 角一般必须大于 γ_0，γ_0 取 $15°\sim20°$（见换相）。引入 γ 角后，逆变器的外特性还可表示为

$$U_{di}=U_{d0i}\cos\gamma-d'_\gamma I_d \tag{5}$$

综上所述，逆变器正常运行的条件是：①逆变器与整流器的导通方向要相一致；②逆变器的直流侧必须加有大于其反电动势的直流电压，才能满足向逆变器注入电流的要求；③逆变器交流侧受端系统必须提供换相电压和电流以实现换相（用可关断器件组成的逆变器则不需此条件）；④逆变器的触发角 $\alpha>90°$，其直流侧电压为负值；⑤逆变器的关断角 γ 必须大于 γ_0，以保证正常换相。

逆变器的阀电压、阀电流、直流电压等波形相当于整流器的波形翻转 180°。因此，逆变器的阀在一个工频周期内大部分时间处于正向阻断状态，而整流器则大部分时间处于反向阻断状态。

多桥换流器　单桥换流器的工作原理是双桥和多桥换流器工作原理的基础。将两个换流桥串级连接，即直流端串联，交流端通过换流变压器网侧绕组并联。同时换流变压器阀侧绕组一个为星形接线，而另一个为三角形接线，使串级的两个换流桥得到相位相差 30°的换相电压，从而构成 12 脉动双桥换流器。它的每一个换流桥的工作原理与单桥换流桥的基本相同。双桥换流桥的直流电压是两个单桥换流桥直流电压之和，它在一个工频周期中有 12 个脉动数，所以又称为 12 脉动换流器。它的交流电流谐波和直流电压谐波比 6 脉动的小（见直流输电系统谐波）。实际工程中，串接的换流桥数不超过四个，四桥换流器一般是由两个 12 脉动换流器串接而成。

huanliuqi chufa xiangwei kongzhi

换流器触发相位控制 (converter firing angle control)

直流输电控制系统中用来改变换流阀的触发相位，实现直流输电系统及其换流装置运行状态调节的控制环节。有等触发角控制和等相位间隔控制两种控制方式。

等触发角控制　又称按相控制或分相控制。早期的直流输电曾采用过这种控制方式。其特点是：换流器的每一换流阀都有各自分开的触发相位控制电路，直接以每个阀上各自的交流电压为参考，即以它的瞬时值变正的过零点为相位基准，以决定该阀触发时刻的相位，保持各阀的触发角相等。

在交流系统三相电压对称时，按相控制的各阀相继触发脉冲间的相位差在稳态运行时是相等的。实际上，加在换流器上的三相电压难免有一定程度的不对称，此时各阀的触发角彼此相等，而各阀相继触发脉冲间的相位间隔也就彼此不等。触发脉冲相位间隔不相等，将在换流器的交流侧和直流侧产生非特征谐波电流和电压（见直流输电系统谐波）。未被滤除的低次非特征谐波电流流入交流系统，将进一步导致交流电压发生畸变和过零点相位的相对移动，从而造成触发脉冲间隔更加不相等，产生更大的非特征谐波，由此可能形成恶性循环。特别是在交流系统谐波阻抗较大时，有可能产生增幅的谐波振荡，甚至造成直流输电系统工作的不稳定。此外，触发脉冲间隔不等，还会使换流变压器产生直流偏磁，导致换流变压器损耗和噪声增大。可能发生谐波不稳定是按相控制方式的主要缺点。

等相位间隔控制　又称等间隔控制或等距离脉冲控制。它与按相控制的不同在于它不以保证各阀触发角相等为目标，而是保证相继各触发脉冲间的等相位间隔。每个换流器只装一套相位控制电路，发出等间隔的触发脉冲信号序列，并按一定顺序，依次分送到相应阀的触发脉冲发生器去触发该阀。如果交流系统三相电压对称，在等相位间隔控制作用下，各阀的触发角也是相等的。当交流系统三相电压不对称时，在等相位间隔控制作用下，虽然各阀的触发角会不相等，但却能有效地抑制非特征谐波可能形成的恶性循环，防止发生谐波不稳定现象。由于触发脉冲间隔相等，产生的非特征谐波很有限，克服了按相控制的主要缺点，成为当前普遍采用的触发相位控制方式。这种方式的主要缺点是：当交流系统发生不对称故障时，各阀的触发角之间相差较大，有时会造成调节器工作困难，但可予以克服。

触发相位控制装置的硬件可以用模拟型电路、数字电路或两者的混合电路来实现。与整个控制系统一样，触发相位控制的发展方向也是控制功能多样化、多重化和智能化。

huanliuqi dianlu

换流器电路 (converter circuit)　在高压直流输电中用以实现交、直流变换的电路。通常将交流变直流称为整流，直流变交流称为逆变，实现此变换的装置称为换流装置，换流装置由换流变压器、换流阀（见直流换流阀）、控制保护装置及其他辅助装置组成。换流器是他励式的，既可以作为整流装置运行，用相位控制由交流变为直流，也可以作为逆变装置运行。在高压直流输电技术中，换流装置可以随着潮流的翻转进行整流、逆变两个方式的运行，因此，讨论换流器电路仅仅考虑其电路结构形式。

换流器电路有多种形式，包括单相半波整流电路、单相桥式整流电路、三相半波可控整流电路、三相桥式半控整流电路、三相桥式全控整流电路、两组三相半波级联的整流电路、Y-Y分相整流电路、六相星形整流电路、单相全波三相级联整流电路、两组三相桥式级联的 12 脉动整流电路等。工业应用的换流器电路核心器件仍以采用晶闸管为主。由晶闸管为核心部件的换流器，体积小，可靠性高，且易于控制，有着较为广泛的用途。主要应用于直流拖动电源、电化工用直流电源、不停电电源、高压静电装置、电加工整流电源、高精度稳流电源、大功率直流石墨化电炉电源、蓄电池快速充电电源、直流融冰装置以及农用晶闸管调温调试装置。另外，在动态静止无功补偿装置（SVC）中也有广泛应用。

在高压直流输电方面，由于考虑换流阀的反向耐压、换流变压器的利用率等，通常采用图 1 所示的三相桥式电路作为基本的换流器电路单元，也称为 6 脉动换流器电路（换相电路分析见换流器）。以此为基础，可以组成 12 脉动换流器电路（图 2）。实践中，根据高压直流输电特定的用途，可以选择 12 脉动换流器电路串或并联连接的双 12 脉动换流器电路。

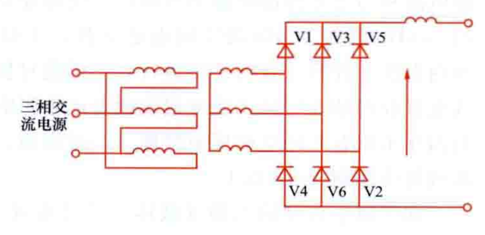


图 1　三相桥式 6 脉动换流器电路

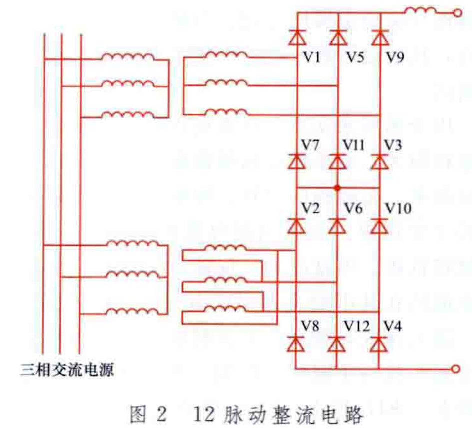


图 2　12 脉动整流电路

三相桥式整流电路与其他形式的整流电路相比具有的优点：

（1）在直流电压相同的条件下，换流阀在断态下所受的电压峰值只有其他接线方式的一半，为直流电压的 1.047 倍。

（2）在通过的功率为同一给定值时，换流变压器的容量小于或等于其他接线方式所需的容量。

（3）换流变压器接线简单，换流桥侧不需要两个二次侧绕组或带中心抽头的绕组，这对变压器的绝缘是有利的。

（4）换流阀的伏安容量较小。

（5）直流电压纹波与直流平均电压的比值也较小。

由于以上优点，当今的直流输电换流器都采用这种三相桥式换流器电路，即 6 脉动的单桥电路和 12 脉动的双桥电路。一个三相桥式换流器也称换流桥，其中的桥臂称为换

流阀。

12 脉动桥式整流电路除具有上述 6 脉动电路的优点以外，其谐波特性比 6 脉动电路优越得多（见直流输电系统谐波），大多数直流输电工程均采用 12 脉动电路作为基本换流单元（即不考虑分为两个 6 脉动电路单独运行），此种结构可以设计为任意要求的电压水平。

直流输电的逆变电路，一般均选择与整流电路相同的电路（特殊情况也可以例外），只是在运行中逆变器与整流器的触发角位置不同。

huanliuzhan fating dianci pingbi

换流站阀厅电磁屏蔽 (electromagnetic shielding of converter valve halls)

用导电导磁材料封闭换流站阀厅，以抑制电磁骚扰通过空间传播泄漏到阀厅外部空间的技术措施。换流器运行时，其周期性导通或关断使得在换流器电路中形成高幅值、快变化的电压和电流，他们可通过换流器电路和与之连接的电路向空间辐射电磁能量，形成频率从约 10kHz 到约 1GHz 的空间电磁骚扰，不仅可能干扰换流站内保护和控制设备的正常运行，还可能对换流站附近的无线电接收台站及居民无线电接收设备产生影响。因此，必须对阀厅采取有效的电磁屏蔽措施。一般来说，阀厅的电磁屏蔽效能应达到 40dB 以上。

阀厅属于典型的大型屏蔽体，其尺度可达十到数十米。电磁屏蔽应覆盖阀厅表面所有部位，包括墙壁、屋顶、观察窗、门、通风孔、穿墙套管及地面等。各部位的电磁屏蔽结构与其相邻部位的电磁屏蔽结构之间均应确保良好的导电连续性，如墙壁金属板与屋顶金属网之间、与地面的钢筋网之间等。阀厅建成后，其电磁屏蔽效能可以按照相关国家标准或国际标准进行测试。

墙壁的屏蔽 用金属板来实现。在墙壁内表面上铺满金属板。由于墙壁面积很大，而单块金属板面积较小，故必须将大量金属板连接起来。金属板的材料、厚度及连接方式是影响其屏蔽效能的主要因素。为了加强对低频磁场的屏蔽，材料应选钢板或镀锌铁板。厚度越大，屏蔽效果越好。金属板的厚度取值与电磁波在其中的透入深度有关，一般达到 5 倍透入深度即可。透入深度与频率的平方根成反比，因此金属板厚度主要受电磁干扰的下限频率控制。考虑到阀厅辐射电磁干扰频率一般在 10kHz 以上，1mm 和 2mm 厚钢板一般可分别提供约 40dB 和 60dB 以上的屏蔽效能。相邻金属板的重叠宽度约取 10cm，用螺钉进行铆接。螺钉的间距对屏蔽效能影响很大，间距越小，屏蔽效能越高。一般来说，为了达到 40dB 和 60dB 的屏蔽效能，螺钉间距应分别在 30cm 和 20cm 以内。

屋顶和观察窗的屏蔽 用金属网来实现。金属网的屏蔽效能主要由其网孔和导线的尺寸决定，尺寸越小，屏蔽效果越好。一般来说，为了达到 40dB 的屏蔽效能，网孔尺寸应小于 3cm，且导线直径不小于 3mm；为了达到 50dB 的屏蔽效能，网孔尺寸应小于 1cm，且导线直径不小于 2mm。

门的屏蔽 用专业屏蔽门来实现，必要时采用双层屏蔽门。门板上应铺设金属板，其厚度应不小于墙壁上金属板的厚度。门框上应铺设带有弹性的导电衬垫，如金属簧片、内置海绵芯的金属丝网条或导电布等，以确保门与门框间的导电连续性。

通风孔的屏蔽 也可用金属网来实现。此外，如果要达到更好的屏蔽效果，也可选用蜂窝状的通风板，其蜂孔尺寸与金属网孔尺寸相同即可。

穿墙套管的屏蔽 为了确保穿墙套管通过阀厅而不造成阀厅内部电磁场的外泄，应在穿墙套管与阀厅金属板之间添加封堵材料，堵住它们之间的缝隙。封堵材料应具有高的导电性，以确保穿墙套管与阀厅金属板间的良好导电连续性。此外，封堵材料还应具有一定的机械强度以支撑穿墙套管。封堵材料的典型结构：外层为开孔金属板、中间层为混凝土的三明治结构。

地面的屏蔽 用钢筋网屏蔽。钢筋网的网孔尺寸约 15cm，铺设于地面的混凝土层中。此外，阀厅地下还应铺设专门的接地网，网孔尺寸约 5m。墙壁金属板与接地网之间每隔约 5m 应有良好的导电连接。

huanliuzhan hecheng dianchang

换流站合成电场 (total electric field of converter station)

换流站直流侧直流母线、开关设备、金具、绝缘子等直流带电体上的电荷以及电晕产生的空间电荷共同产生的电场。

直流母线是产生合成电场的主要设备，一般为直径较大的空心金属硬管，其对地高度一般要小于采用分裂金属绞线的直流输电线路的对地高度。通过合理的设计，在晴天时直流母线可以基本不起晕，此时直流母线下的电场主要为直流母线上的电荷产生的静电场（标称电场）。在潮湿和污秽情况下，直流母线的起晕电场强度变小，在直流母线上有可能会产生电晕，此时直流母线下的电场为合成电场，由两部分叠加而成，一部分由直流母线上的电荷产生，另一部分由电晕产生的空间电荷产生。直流母线的起晕电场强度与直流母线表面状况、天气、海拔等因素有关。地面合成电场的限值是选择直流母线型号、确定直流母线对地高度的主要制约因素，增加直流母线的直径和对地高度可以显著减小地面合成电场。中国电力行业标准 DL/T 275—2012《±800kV 特高压直流换流站电磁环境限值》中规定好天气时的地面最大合成电场不超过 30kV/m。

一般采用旋转伏特计（场磨）来测量换流站合成电场。应当合理选定反映换流站实际情况的测量位置，摆放旋转伏特计的地面及其周围应尽量平整、无杂草，应当沿着直流母线走向划分不同测量区域。在测量时，应寻找不同测量区域的地面合成电场的最大值，最终得出换流站地面合成电场的分布。另外，在换流站其他受关注的金属导体或带电设备附近，应当根据现场情况布置地面合成电场的测量点。

huanliuzhan keting zaosheng

换流站可听噪声 (audible noise of converter station)

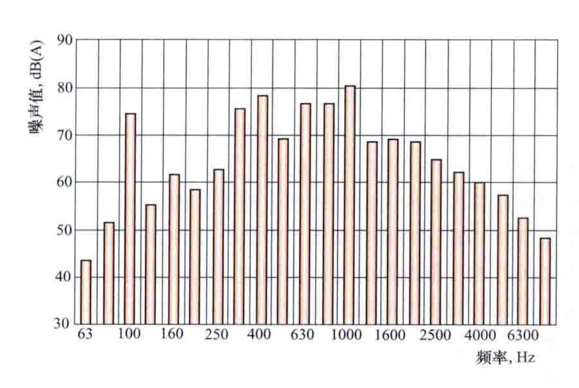
换流站内的电气设备在运行时由于机械振动、电晕放电等而产生的可听噪声。其所具有的特性：①声级高，主要噪声源设备的近场声级在 80dB（A）以上。②频带较宽，低频段有峰值；在 1/3 倍频带上，从 100～2500Hz 的中心频率上都有较高的声压级。③持续性，换流站内设备长期不间

断运行，噪声声级无昼夜区别。

主要噪声源 换流变压器、平波电抗器、滤波电容器是换流站内的三种主要噪声源。换流站内管型母线、分裂导线和金具发生电晕时产生的可听噪声较小，对换流站整体噪声环境影响不大，因此不考虑电晕噪声的影响。

换流变压器噪声 主要分为换流变压器本体噪声和换流变压器冷却风扇噪声，前者又分为铁芯材料因磁致伸缩产生的噪声、绕组受电动力振动产生的噪声以及油箱及其磁屏蔽材料因振动产生的噪声。典型换流变压器的可听噪声频谱如图所示。

平波电抗器噪声 平波电抗器是换流站中对噪声贡献比较大的设备，平波电抗器一般分为油式电抗器和干式电抗器。油式电抗器产生的噪声机理与换流变压器相似，干式电抗器的噪声主要因线圈受到电动力振动而产生。



换流变压器的可听噪声频谱图

滤波电容器噪声 无论是交流滤波电容器还是直流滤波电容器，在工频及谐波电压及电流产生的电场及磁场的作用下，导致电容器内部振动并传给电容器箱壁形成噪声。滤波电容器的噪声频谱与通过电容器的工频及谐波的频率有关，在工频（f）叠加谐波（f_h）的作用下，主要噪声频率为 $2f$、$2f_h$、f_h+f、f_h-f。

测量方法 主要采用声压测量法，需使用声级计完成，同时应能分析被测声波的频谱。声压测量法易于操作，但对环境噪声和反射很敏感。有时也采用声强测量法，声强测量法可减小测量过程中始终存在的环境噪声的影响，能非常准确确定声功率的方法，需要有经验的人员进行测量，但比较耗时。

噪声限值 噪声不仅可以引起人的烦躁、干扰休息和睡眠、影响工作效率，过强的噪声还会危害人的健康。因此，需要对噪声进行控制。按照 GB 12348《工业企业厂界环境噪声排放标准》规定控制换流站厂界或噪声控制区的噪声，限值见表 1，换流站周围民房处的噪声限值按照 GB 3096《声环境质量标准》规定执行，限值见表 2。

表 1 工业企业厂界环境噪声排放限值

厂界外声环境功能区类别 \ 时段	昼间［dB(A)］	夜间［dB(A)］
0	50	40
1	55	45
2	60	50
3	65	55
4	70	55

控制措施 主要从减小噪声源、控制噪声传播途径两个方面来控制换流站可听噪声。

减小噪声源 ①对于换流变压器和油式电抗器，主要措施有：采用磁致伸缩小的高导磁材料，降低铁芯磁通密度，改善和缩小铁芯接缝，铁芯采用多级接缝，防止和减少硅钢片在加工和生产过程中受到的机械撞击，在铁芯端面上涂环氧胶或聚酯胶，选用低噪声的冷却装置等。②对于干式电抗器，主要措施有：调整结构尺寸，间隔棒和机械支撑远离临界频率，采用大导体以增加惯性来减小振幅，采用双层横截面使线圈重量加倍等。③对于滤波电容器，主要措施有：增加串联电容器元件的数目来减小电容器罐里的电介质应力和振动力，通过改进机械阻尼压紧堆栈式电容器元件提高电容器单元外壳的刚度，使滤波电容器的共振频率避开工频及谐波频率的倍频以及它们之间的和频与差频等。

表 2 环境噪声限值

声环境功能区类别		时段 昼间［dB(A)］	夜间［dB(A)］
0		50	40
1		55	45
2		60	50
3		65	55
4	4a	70	55
	4b	70	60

控制噪声传播途径 ①在铁芯垫脚处和磁屏蔽与箱壁之间放置防振胶垫，使铁芯和磁屏蔽的振动传到油箱时，由钢性连接变为弹性连接。②选用吸声建筑材料，如微孔吸声砖、矿渣膨胀珍珠岩吸声砖等，它们对 250～2000Hz 之间的噪声有很好的吸声效果。将换流变压器以及平波电抗器紧靠阀厅布置，可以在两侧防火墙以及阀厅的墙外侧安装复合吸声体。③换流变压器和油式平波电抗器的三面都有墙壁，对于降噪量要求不高的地区，可以在防火墙前设置声屏障，在屏障声影区的降噪量可以达到 10～15dB（A），但在远场区效果较差。如采用声屏障不能满足要求时，还可以采用可拆卸和带通风散热消声器的隔声箱（Box-in）装置。与设置声屏障不同，隔声箱装置是把设备放置在一个完全封闭的空间内，其隔音效果比声屏障要好，降噪量可以达到15～25dB（A），设计时要注意有效频率和共振频率的关系。④对换流站进行优化布置，如在站外敏感点与换流站主要声源之间布置高大建筑物，可显著减小站内噪声对站外敏感点的影响。

huanliuzhan nibiance jiaoliu xitong guzhang

换流站逆变侧交流系统故障 (AC system faults on inverter side at converter station)

直流输电受端交流系统发生的故障，包括三相短路、两相短路、两相对地短路、单相对地短路以及断线等。在常规的直流输电系统中，逆变器必须在受端交流系统提供的换相电压支持下才能正常工作。交流电网的故障会使逆变站交流母线电压的幅值、相位和波形发生变化，这些变化将可能引起逆变侧控制系统失去同步基准信号、阀触发系统储能不足，或逆变器的换相失败（见直流换流器故障）。逆变侧交流系统故障对直流系统的影响比整流侧的严重，其影响的程度往往以是否引发逆变器的换相失败或换相失败后是否能自行恢复正常来衡量。

三相对称故障，将由于故障地点的远近不同而使换相母

线电压的下降程度不同，通常下降至额定电压的 60%～70%时，逆变器就可能发生换相失败。由换相电流关系式可推导出三相交流电压下降造成逆变器发生换相失败的极限下降系数 K，即

$$K=\frac{\sqrt{2}}{U[\cos\gamma_0-\cos(\gamma_0-\gamma_{\min}+60^\circ)]}\omega L_\gamma I_d$$

式中 ωL_γ 为换相电抗；I_d 为直流运行电流；γ_0 为关断角整定值；$\gamma_{\min}$ 为极限关断角；U 为故障前交流母线线电压有效值。如果采用低压限流（VDCL）的措施，通常在额定电压的 40%时，还可维持直流系统运行。

交流系统不对称故障会使逆变站交流母线各相电压幅值和相位发生不同程度的变化。不对称故障除了降低换相电压外，还引起换相电压过零点的不对称移动，从而又直接影响到换流阀的关断角。通常不对称故障对关断角的影响比对称故障更严重。当逆变侧交流系统发生不对称故障时，逆变器往往会由于关断角变小而发生换相失败。

huanliuzhan wugong gonglü kongzhi

换流站无功功率控制 （reactive power control of converter station） 直流输电控制系统中对换流站无功功率进行控制的环节，是双极控制层中的一种控制功能（见直流输电控制系统分层结构）。它通过调整换流站装设的无功补偿设备的投运容量或改变换流器吸收的无功功率，将换流站与交流系统交换的无功功率控制在规定的范围内（无功功率控制方式），或将换流站交流母线电压控制在规定的范围内（交流电压控制方式）。前者便于所连交流系统无功功率的平衡，后者有利于弱受端交流系统的电压稳定性。无功功率控制的基本原则是换流站无功的就地平衡，也就是换流器所吸收的无功功率与换流站内交流滤波器组所提供的无功功率平衡。需要指出的是无功功率控制不是一种非常精确的控制，需要综合考虑系统运行的各种工况，在实际运行中，特殊情况下是可能出现无功功率越限的情况，对这种情况将综合安全、技术、经济的要求，进行综合评价。

直流输电系统运行时，无论是整流器还是逆变器都要消耗一定的无功功率，其数值不但与输送直流功率的大小有关，也与运行方式、控制方式有关。通常，在额定负荷运行时，换流器消耗的无功功率可达额定输送功率的 40%～60%，故换流站需投入大量无功功率补偿容量。但当轻负荷运行时，换流器消耗的无功功率迅速减小，如果补偿的无功功率不变，则换流站过剩的无功功率将注入所连的交流系统，引起换流站交流母线电压升高。因此，必须对投入的无功功率补偿容量进行控制。

换流站装设的无功功率补偿设备通常包括交流滤波器、并联电容器、并联电抗器。与弱交流系统相连的换流站，还可能需要装设同步调相机或静止无功补偿器。由于这些补偿设备的特性各异，每个直流输电工程装设何种类型的无功补偿设备是由交直流系统无功功率平衡及动态特性研究所决定。

换流站的无功功率控制应能控制换流站全部发出无功的设备和吸收无功的设备。如控制交流滤波器、并联电容器和并联电抗器的投切，以及控制换流器吸收的无功功率等。换流器吸收的无功功率可以通过改变其触发角来平滑地进行控制（见直流换流器运行特性）。这些控制作用必须相互协调，以便保证在任何给定的直流传输功率下，对于各种直流系统运行方式，接入的无功补偿设备的组合都是最优的。由于交流滤波器还有滤除流入交流系统谐波的功能，制定换流站的无功控制策略需要兼顾滤波要求。为了方便地进行无功功率控制，通常将交流滤波器和并联电容器分成若干分组，根据直流输送功率的大小，适当投切滤波器或电容器分组，实现对换流站无功功率的控制。但滤波器分组不能切除过多，否则投运的滤波器将不能满足滤波的需要。

无功功率控制器通常具有两种运行方式，即手动和自动。在手动运行方式下，控制器的所有输出都将失去作用，无功补偿设备和交流滤波器的投切将由换流站运行人员手动进行；在自动运行方式下，控制器的所有功能都将起作用，运行人员的作用仅限于调整定值及死区。无功功率控制的所有输入数据，都应经过有效性检查，以便把由于错误的信号引起的不正确控制响应的几率减到最小。

为了尽量减少换流站无功分组投切的操作次数，如果直流输电工程设计允许（至少在轻载工况下），无功功率控制器应充分利用换流器内在的无功功率调节能力，即通过改变换流器触发角来调整其吸收的无功功率。但是，这种调节量必须在换流器及相关直流设备设计的允许范围内，同时要考虑到对另一端换流站的无功功率平衡和无功控制的影响是允许的。

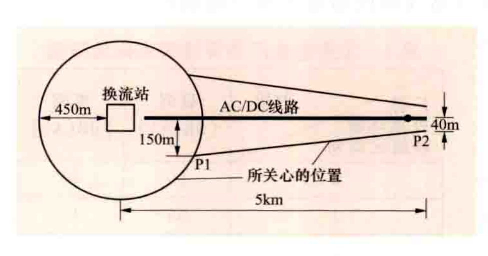
投切无功设备分组使换流站的无功功率呈台阶式变化，而改变换流器触发角来调整其吸收的无功功率则是连续变化的。二者的配合可以实现换流站无功功率的平滑调节，其代价是在某些工况下，换流器会在较大的触发角下运行，此时直流线路电压降低，导致换流器运行工况恶化，直流系统损耗增大。这种无功功率控制方式用于长距离输电时要慎重考虑。

由于影响无功及电压的因素复杂，无功功率控制器的所有功能和特性，都应先用数字计算程序进行计算分析，然后再在直流模拟装置上予以验证，以保证其性能满足要求。

huanliuzhan wuxiandian ganrao

换流站无线电干扰 （radio interference of converter station） 换流站中的交、直流导线电晕放电产生的无线电干扰以及换流阀工作时伴生的高频电流沿交、直流线路传播并向空间辐射产生的无线电干扰的总称。一般前者要比后者小得多，后者沿换流站进线和出线传播并逐渐衰减，一般可传播数公里，影响附近无线电信号的接收。

换流站无线电干扰按如下要求进行限制：当直流输电系统以最小功率到 2h 过负荷额定值之间的任意功率运行时，由换流站产生的无线电干扰水平在图示规定的位置和轮廓线处不超过 40dB(μV/m)。在换流站阀厅外面不另设电磁屏蔽的条件下，在 0.5～20MHz 以内所有频率上的无线电干扰水平应满足



换流站无线电干扰控制范围示意图

这一指标。规定的测量位置为：①距离换流站或临近的向换流变压器供电的交流开关场内的任何带电元件 450m 周边；②从 450m 周边距交、直流线路最边导线 150m 开始至换流站 5km 处距同一导线 40m 的直线段。

对于新建的换流站，在预测其无线电干扰水平时，一般以类似设计的某换流站的换流阀实测干扰源电压特性为基准，通过换算得出预测换流站的干扰源电压水平，将这一电压作为预测换流站高频模型中的干扰电压源，通过建模、仿真、计算，得到新建换流站无线电干扰水平。

换流站无线电干扰的测量，应选用符合国际无线电干扰特别委员会 CISPR 16-1-1《无线电骚扰和抗扰度测量设备》要求的设备，用准峰值检波方式进行测量，测量带宽选作 9kHz，天线选用环形天线。测量点应沿图示位置和轮廓线布置，测量频段覆盖 0.5～20MHz，选取没有电台及其他无线电干扰的频点进行测试，并将测试结果与限值要求进行对比与评价。

抑制换流站无线电干扰的措施有：①对换流阀的阀厅采取电磁屏蔽（见换流站阀厅电磁屏蔽），将换流阀工作时伴生的高频电流产生的电磁辐射限制在阀厅内部；②在换流站内的交、直流进线和出线的导线上加装无线电干扰滤波器，吸收导线上的高频电流，限制其沿交、直流进线和出线向换流站外的线路传播并向空间辐射，从而达到减小无线电干扰水平及影响范围的目的。

huanliuzhan zhengliuce jiaoliu xitong guzhang

换流站整流侧交流系统故障

（AC system faults on rectifier side of converter station） 直流输电送端交流系统发生可能危及设备和供电可靠的非正常运行状态。主要包括三相短路、两相短路、两相对地短路、单相对地短路以及断线故障等。交流系统中不同地点发生不同方式短路时会使整流侧交流母线电压的幅值、相位、波形发生不同程度的变化，使直流系统受到不同程度的影响。在故障期间由于交流电压降低均使直流输送功率降低，严重时可降为零。交流故障清除后，直流系统可自动恢复。

若故障引起整流侧交流母线电压幅值的变化未超出整流器触发角和换流变压器分接头自动调节的可调范围，在直流控制系统的作用下，直流系统仍可在整定的直流电压和电流下正常运行，仅引起触发角和换流变压器分接头开关位置的变化。若故障引起整流侧交流母线电压的变化超出整流侧的可调范围时，直流电压则降低，直流电流将减小，直流系统由整流侧定电流控制方式转换为逆变侧定电流控制方式，或者转换为低压限流（VDCL）的控制方式，以避免直流系统的不稳定运行工况。

当故障使整流侧交流电压严重下降时（通常低于 0.3p.u.），将导致换流器控制的基准信号消失或阀中触发电路的储能不足，使换流器不能维持正常的触发和换相，此时将导致直流系统停运。当故障被隔离或消失后，交流母线电压恢复到一定程度时，直流系统将自动恢复运行。

交流电网的不对称故障和复合故障的电磁暂态过程，会使整流站交流母线的三相电压发生不对称变化、波形畸变以及线电压过零点时序的混乱，这可能造成相应的触发角发生变化，或者引起直流系统暂时的不稳定，但在控制系统采取适当的处理措施后，将能减弱或排除这些扰动。

huanxiang

换相

（commutation） 换流器在运行时，借助于换流阀的开通和关断，使流经换流器的电流从一个电流路径转移到另一个电流路径的物理过程。

如图 1 和图 2 所示，直流输电所用的 6 脉动换流器由 6 个换流阀组成，序号 1～6 为正常运行时触发开通顺序。对 6 脉动换流器而言，换相是借换流阀的开通和关断，把换流桥直流侧的一个端子（m 或 n）从交流侧 a、b、c 三相中的一相换接到另一相的过程。

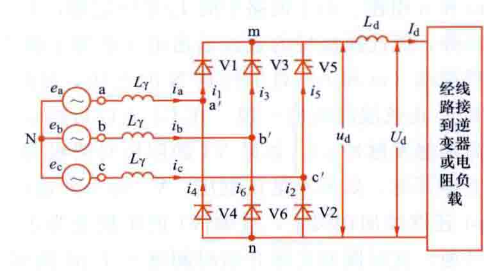


图 1　6 脉动换流器原理接线图

由于换流回路有电感 L_γ（主要是换流变压器的漏感，换流阀回路的电感以及有时还要计及交流系统的等值电感等），换相过程不是瞬时的，而要经一段时间才能完成。在换相过程中参与换相的两个阀都有电流，开始导通阀（如 V1）的电流从零增大到直流电流 I_d，将要关断阀（如 V5）的电流从 I_d 减小到零，而两个换相阀中的电流之和等于 I_d。

图 2　整流器在阀 V5 向 V1 换相的实际导通电路

(a) 阀 V5 和 V6 导通；(b) V5、V6 和 V1 三阀导通；(c) V6 和 V1 两阀导通

整流器换相过程　假定理想换相的条件是：①三相交流电源的电动势是对称的正弦波，且频率恒定；②交流电网的三相阻抗是线性而对称的；③平波电抗器的电感值很大，因而直流侧的电流是平直的；④换流阀的特性

是理想的，即通态压降和断态电流均小到可以忽略不计；⑤6个换流阀的触发脉冲是等距的。

换相过程的分析从阀 V5 和 V6 导通，其余 4 个阀均为阻断状态时开始。图 2 给出整流器在阀 V5 向 V1 换相的实际导通电路。

阀 V5 和 V6 导通时的实际电路如图 2（a）中的粗线所示。换流桥的交流端 c′和 b′分别通过 V5 和 V6 与其直流端 m 和 n 相连。由于回路中的 I_d 是恒定的，不会在 L_γ 上产生压降，因此换流桥的直流输出电压就等于线电压 u_{bc}。换流桥两端（m 和 n）对中性点 N 的电压，显然是相电动势 e_c 和 e_b 正弦波曲线的一段。在 C1 点以后的 α 角时刻，对 V1 施加触发脉冲 p1，如果 V1 的阳极对阴极为正电压，则 V1 立即开通。如果不是正电压，V1 则不开通；在此之后如果 p1 还继续加在阀上，直轴 V1 的阳极变为正电压，V1 立即开通，此时阀的实际开通时间则迟于 p1 的到达时刻，相当于实际触发角大于 α 角。

V1 开通后，则换流桥由 V5、V6 两阀导通变为 V5、V6 和 V1 三阀导通。其实际导通电路见图 2（b）。此三阀导通期为 V5 向 V1 的换相期。在此期间中性点 N 到共阴极点 m 之间有 2 个回路并联，换流变压器的 L3 相和 L1 相通过 V5 和 V1 而形成两相短路。两相短路电流（i_γ）的方向和 V1 中电流的方向相同，而和 V5 中电流的方向相反，从而使 V1 中的电流从零上升到 I_d，而 V5 中的电流从 I_d 下降到零，V5 即关断，换相过程即结束，直流电流 I_d 全部从 V5 转换到 V1 中去。V5 和 V1 同时导通的时间为换相所需的时间，用换相角 μ 来表示。V5 关断之后，换流桥从 V5、V6 和 V1 三阀导通变为 V6 和 V1 两阀导通，直流侧输出电压为 u_{ba}，其实际导通电路见图 2（c）。其余换流阀的换相过程可类推。

综上所述，直流输电换流器的换相是借助于交流电网所提供的短路电流来实现的，也称之为电网换相或有源换相。短路电流 i_γ 称为换相电流；提供换相电流的交流电压称为换相电压。在换相期间，换相电流在换相电抗 $X_\gamma=\omega L_\gamma$ 中产生的并折算到直流侧的等值压降 $\Delta u=3X_\gamma I_d/\pi=d_\gamma I_d$ 称为换相压降，其中 d_γ 称为比换相压降，它表示一个单位直流电流在换相过程中所引起的直流侧压降。

在实际工程的分析中，当有正确设计的交流滤波装置，滤波装置接入点的电压可以视为是正弦电压时，此滤波节点的电压可作为换相电压。一般滤波节点选在换流站的交流母线上。此时，换相电抗则是滤波节点到换流器直流母线间换相电流所流经的每相的电抗，它主要包括换流变压器的漏抗和阀电抗等。

如果换流器与交流电源间没有滤波装置，一般取同步电机或系统的等效暂态或次暂态电动势作为换相电压，并取相应的系统等效电抗、换流变压器漏抗和阀电抗之和作为换相电抗。在理想换相条件下，当换相角 μ 小于 60°时，μ 角可按下式计算

$$\mu=\arccos\left(\cos\alpha-\frac{2X_\gamma I_d}{\sqrt{2}E}\right)-\alpha$$

由公式可知，换相角 μ 的大小（即换相时间的长短）与 X_γ、I_d、α 和 E 四个变量有关。μ 角随换相电抗（X_γ）和直流电流（I_d）的加大或者触发角（α）和换相电动势（E）的减小而加大。图 3 给出换流器换相过程的分析。

逆变器换相过程　直流输电逆变器换相过程与整流器相类似，也是靠逆变器所连接的交流系统提供换相电压和换相电流来实现。图 3 中部表示逆变器换相过程的电流波形。由于逆变器的触发角 β（$\beta=180°-\alpha$）比整流器的 α 滞后很多，使得换流阀的换相电流处在两相短路电流的顶部，并且换流阀关断后所加反向电压的时间也远比整流器的短。因此，逆变器的换相条件不如整流器的好。以 V5 向 V1 换相为例，从 V5 关断时刻到线电压由负变正过零点 C4 之间，V5 加的是负电压，此段时间用相角 γ_5 表示，称为 V5 的关断角。同时有 $\beta_1=\mu_{51}+\gamma_5$，$\mu_{51}$ 为 V5 向 V1 的换相角。在理想条件下，各阀的运行角度 β、μ 和 γ 均相等，可省去下标号。关断角 γ 必须足够大，才能使刚关断的阀有足够长的时间处于反向电压作用之下，以保证其阻断能力的完全恢复。当 γ 不够大时，由于在过了 C4 之后，V5 将又加上正电压，如果 V5 的阻断能力尚未完全恢复，则在加正电压时将会再次导通。此时 V5 刚换相给 V1 的电流又倒换相到 V5 中来，从而造成故障。这种故障叫做换相失败（见直流换流器故障）。因此，逆变器在正常运行时，关断角必须大于某一定角度，此角度称为关断裕度角 γ_0，其大小为换流阀恢复阻断能力所需的时间以及由于系统三相电压的不对称而引起的误差。一般取 $\gamma_0=15°\sim18°$。

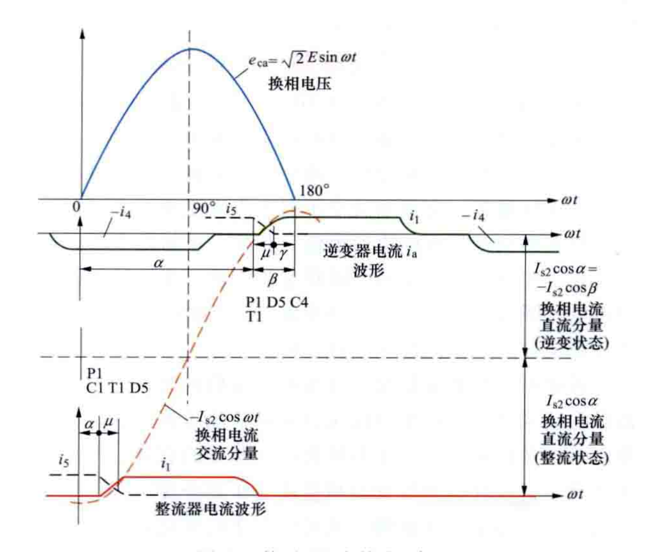


图 3　换流器的换相过程

人工换相　利用附加元件和电路，在原有正弦波换相电压上叠加某一定波形的附加电压，保证换流阀在将要触发开通之前瞬间起，阀电压为正值，也可使换流阀退出导通开始关断时，特别是逆变器阀开始关断时，还应该紧接着有一段足够长的时间使阀处于反向电压下，以保证阀阻断能力的恢复。随着 α 和 γ 的减小，可以减少换流器在运行中的无功功率消耗，甚至可使它工作于 $\alpha<0°$（整流器）和 $\alpha>180°$（逆变器），从而有可能提供滞后的无功功率。这种换相方式称为人工换相。近年来又重新提出的电容换相换流器也是人工换相的一种。



jihezi heng diancibo shi

吉赫兹横电磁波室　(Giga-Hertz transverse electromagnetic cell，GTEM cell)　由带状金属隔板为内导体和矩形截面喇叭状外导体构成的特殊矩形截面传输线，又称GTEM室。在直流到1GHz（可扩展到18GHz）频率范围内，主要用于对电子设备进行射频电磁场辐射抗扰度试验和射频电磁场发射测量（见电磁骚扰测量）。由于吉赫兹横电磁波室的喇叭状结构（见图1），使它适用于对被试设备（EUT）为小型电子设备和中型电子设备的射频电磁场抗扰度试验和射频电磁场发射测量。

基本结构　吉赫兹横电磁波室的外导体由矩形截面喇叭状板材拼接而成，一端按横向矩形截面喇叭状逐渐收缩并与特性阻抗为50Ω的同轴电缆外导体连接，另一端按横向矩形截面喇叭状扩展与粘贴电磁波吸收材料（通常是碳粉浸润过的聚氨酯泡沫或聚苯乙烯泡沫）制成的角、锥形或楔形材料的金属板拼接形成一个金属封闭体，以隔离吉赫兹横电磁波室内外的电磁环境，保证外部的电磁环境不影响室内的测量，室内的电磁场被限制在室内而不对室外产生影响。吉赫兹横电磁波室的内导体为带状隔板，一端逐渐收缩并与特性阻抗为50Ω的同轴电缆内导体连接，另一端与上百个碳电阻分布连接，这些碳电阻的另一端再与粘贴电磁波吸收材料的金属板连接形成吉赫兹横电磁波室的50Ω负载阻抗。吉赫兹横电磁波室的喇叭张角一般设计为15°，以保证在吉赫兹横电磁波室内产生近似平面分布的横向电磁场。由于吉赫兹横电磁波室的一端与粘贴电磁波吸收材料的金属板匹配连接，使吉赫兹横电磁波室输入端发出的横向电磁波经传输到达终端并被吸收，避免了吉赫兹横电磁波室内驻波的存在，从而使吉赫兹横电磁波室具有从直流到几吉赫（GHz）的工作频率范围，克服了横电磁波室的工作空间小、工作频率低的不足。在试验时，被试设备放置在隔板与底板之间，并用相对介电常数接近1的绝缘材料支撑。为了便于放置被试设备，吉赫兹横电磁波室设计一个与周边具有良好电接触的屏蔽门。为便于移动，吉赫兹横电磁波室一般装有轱辘。与横电磁波室（TEM小室）相比，吉赫兹横电磁波室的结构较复杂、造价较高。由于吉赫兹横电磁波室不使用天线，内外导体电压能从几微伏到几百伏变化，因此还可以用吉赫兹横电磁波室对被试设备进行电磁脉冲（EMP）试验。



图1　吉赫兹横电磁波室

附属设备　包括能够覆盖规定频率范围以及扫频功能并能被1kHz的正弦波进行80%幅度调制的电磁波信号发生器，放大信号（未调制和已调制）达到规定场强水平的功率放大器，功率计，伏特计，用于入射和反射信号测量的双向耦合器，衰减器，与场强对应功率水平的分析记录仪器和被试设备的监测系统。

特性阻抗　吉赫兹横电磁波室设计的一个重要参数，由下式近似计算，即

$$Z_0 = \frac{120\pi\varepsilon_0}{C_0}(\Omega)$$

式中ε_0为自由空间介电常数，F/m；C_0为吉赫兹横电磁波室纵向单位长度电容，F/m，可以用有限元方法（见《电工技术基础卷》电磁场数值计算）通过计算机数值计算。图2中给出了吉赫兹横电磁波室的截面示意图，在实际使用中，一般被试设备最大允许尺寸控制在$h_1/3$到$h_2/3$之间，以使被试设备对吉赫兹横电磁波室内的横向电磁场分布影响最小。

系统性能　吉赫兹横电磁波室的系统性能有外形尺寸、被试设备允许尺寸、电磁屏蔽效能、特性阻抗、工作频率和最大工作场强等。如某吉赫兹横电磁波室外形尺寸为长8.0m、宽4.0m、高3.2m，被试设备允许尺寸为宽0.98m、深0.98m、高0.55m，电磁屏蔽效能在10kHz到1GHz频率范围内可达85dB，特性阻抗为50Ω，工作频率为0～1GHz，场均匀度0Hz～1GHz频率范围内控制在0～6dB，场衰减在30MHz到1GHz频率范围对归一化场衰减控制在±4dB范围内，最大工作场强达400V/m。

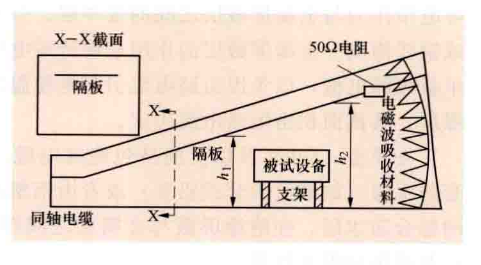


图2　吉赫兹横电磁波室截面示意图

jibao jueyuan dianlan

挤包绝缘电缆　(cables with extruded insulation)

以高分子聚合物作为绝缘材料，通常由热塑性或热固性材料组成的，并以挤包工艺包覆的电缆，又称橡塑电缆。按所用的高分子聚合物的不同，常用的挤包绝缘电缆可分成聚氯乙烯电缆、聚乙烯电缆、交联聚乙烯电缆和乙丙橡胶电缆。根据高分子聚合物的电气和物理性能，不同的挤包绝缘电缆适用于不同场所或不同电压等级的电力电缆线路。

组成　挤包绝缘电缆一般由导体、导体屏蔽、绝缘、绝缘屏蔽、金属套和外护层构成。

导体　由铜单线或铝单线同心扭绞构成，一般由紧压导体，对于大截面导体（≥1000mm²）则采用分割导体。低压供配电网用四芯电缆导体有四芯等截面和不等截面（3根等截面导体与1根相对小1～2级截面的导体）两种。建筑物用五芯电缆其导体一般由五块弓形导体构成或由四块弓形导体和中心一圆形导体构成。

导体屏蔽　用挤压的方法将半导电塑料或半导电橡胶挤压在导体表面构成导体屏蔽层，它不仅改善导体表面的电场分布，而且还具有消除导体与绝缘层之间气隙的作用。额定电压为3.6kV及以上的交联聚乙烯电缆应具有导体屏蔽层。导体屏蔽层老化前后在90℃时的电阻率应不大于1000Ω·m。电阻率过高会使电缆介质损耗增大，过低会引起电缆绝缘的冲击电压强度降低。

绝缘　挤包绝缘电缆绝缘常用的高分子聚合物可分成热塑性和热固性两种。热塑性的有聚氯乙烯和聚乙烯，热固性的有乙丙橡胶和交联聚乙烯。热塑性挤包绝缘电缆在温度较高时，会塑性变形，因此其最高运行温度通常规定不高于70℃，而热固性挤包绝缘电缆的最高运行温度可达90℃。

绝缘屏蔽　由半导电屏蔽层与金属屏蔽层组成。半导电屏蔽层所用的材料，其电阻率老化前后在90℃时应不大于500Ω·m。额定电压为3.6kV及以上的交联聚乙烯电缆应具有绝缘屏蔽层。导体屏蔽层、绝缘半导电屏蔽层通常和绝缘层一起挤出（三层同时挤出或串联挤出）。额定电压为12kV及以下电缆的挤包型绝缘屏蔽应采用可剥离的。

为了避免电缆热膨胀时在绝缘和金属屏蔽上产生太高的压力而引起电缆绝缘的变形，在半导电绝缘屏蔽层外绕包半导电带作为与金属屏蔽层之间的缓冲层。金属屏蔽层由铜带或铜线构成。金属屏蔽层的作用是保持零电位，并在故障时承载短路电流，以免因短路电流引起电缆温度过高而损坏绝缘层，其截面积由短路电流决定。

金属套　63kV及以上的挤包绝缘电缆，一般要有金属套防水层（如皱纹铝套或铅套）或者由铝塑薄膜带纵包构成的综合防水层。在绝缘屏蔽与金属套之间绕包膨胀阻力带，以起到纵向阻水作用。

外护层　通常由挤出的聚氯乙烯或聚乙烯套构成。当电缆的结构性能需要加强时，护套分内外两层，在两层之间用钢带或钢丝铠装。

历史、现状和发展趋势　美国在1944年敷设了第一根3kV的聚乙烯电缆。在其后挤包绝缘电缆的发展相当缓慢，但从20世纪60年代起，取得了迅速的发展。在许多国家150kV及以下的挤包绝缘电缆的产量已经超过了油浸纸绝缘电缆，尤其在中、低电压范围内，已取代油浸纸绝缘电缆。挤包绝缘电缆在工业应用中的最高电压等级是法国的400kV聚乙烯电缆以及日本的500kV交联聚乙烯电缆。中国挤包绝缘电缆在工业中应用的最高电压等级为500kV。

jiakong dixian

架空地线　(overhead earth wire; shield wire)

连接到地（或对地有着弱绝缘）的导线，通常安装在架空输电线路杆塔顶部或变电站构架上方，用于雷电防护，又称避雷线。架空地线应满足电气和机械使用条件要求，可选用镀锌钢绞线、复合型绞线或光纤复合架空地线（optical fiber composite overhead ground wire, OPGW）。OPGW是把光纤放置在架空地线中，用以构成输电线路上的光纤通信网。OPGW一般应用在110kV及以上电压等级的输电线路上，中国新建110kV及以上电压等级线路几乎都应用了OPGW。

架空地线除防雷外，还有多方面的综合作用，如降低不对称短路时的工频过电压、减小潜供电流，作为屏蔽线以降低电力线对通信线的干扰，实现通信等。架空地线悬挂方式有两种：①直接悬挂于杆塔上。②经过地线绝缘子悬挂在杆塔上。绝缘的架空地线在杆塔处设放电间隙，雷击时放电间隙在雷电先导放电阶段即被击穿而使架空地线呈接地状态，不会影响其防雷效果。架空地线放电间隙的型式和间隙距离，应根据线路正常运行时地线上的感应电压、间隙动作后续流熄弧和继电保护的动作条件等确定。OPGW基本采用逐塔接地的方式，其他类型地线则多采用分段绝缘、一点接地的方式。

35、66kV电压等级线路除变电站进线段外，一般不沿全线架设地线。110kV线路一般沿全线架设双地线，在少雷区（平均年雷暴日数不超过15的地区）可架设单地线，部分少雷区也可不沿全线架设地线，但应装设自动重合闸装置。除少雷区外，220kV及以上电压等级线路应沿全线架设双地线，特殊情况可考虑架设3根架空地线。地线对导线的保护角指杆塔处、不考虑风偏，地线对水平面的垂线和地线与导线（对分裂导线为最外侧子导线）的连线之间的夹角，简称地线保护角。雷电绕击是超高压、特高压输电线路雷击闪络的主要原因之一，采用小的地线保护角或负保护角可降低线路绕击跳闸率，可根据线路电压等级，杆塔型式、高度，路径雷电活动情况、地形，经济性等因素，综合考虑采用合适的地线保护角。对位于中重冰区线路的地线保护角可较常规线路适当加大。对于雷电活动强烈地区的山区线路的个别线段可根据工程实际条件采用较小的地线保护角。

变电站或换流站可采用架空地线进行直击雷过电压保护。

jiakong dixian xuanze

架空地线选择　(selection of overhead grounding wire)

根据电力系统和防雷的要求，确定架空地线的材料、截面及运行方式。输电线路的架空地线布置在导线的上方，主要作用是防止雷电直击导线，并通过杆塔接地，将雷电流引入大地。架空地线能有效地减少输电线路的雷击跳闸次数。

仅作为防雷用的架空地线，一般采用钢绞线，在逐基杆塔上直接接地或分段绝缘单点接地，分段绝缘单点接地方式能有效减少地线电能损失。随着超高压、特高压长距离输电技术的发展，架空地线得到综合利用，选用高导电性能的良导体，如钢芯铝绞线、铝包钢绞线、钢芯铝合金绞线和光纤复合架空地线（OPGW）等作架空地线。良导体架空地线除作防雷用途外，还具有的几种功能为：①减轻对邻近电信线路的电磁危险影响。当输电线路发生接地短路时，使被影响的电信线路上的感应纵电动势降低约40%～60%（见输电线路对电信线路的干扰影响）。②输电线路单相接地短路时能减小潜供电流，使故障点更容易熄弧。③减少输电线路的零序阻抗，接地故障时可降低非故障相上的工频过电压。④采用光纤复合架空地线（OPGW），可实现高效通信和继电保护信号的传送。

架空地线的材料和截面选择，须根据电力系统和输电线路的具体要求，进行方案论证确定。以防雷为主的架空地线，其材料性能和截面选择，一般应满足机械强度和热稳定条件的要求；对于750kV及以上电压等级的交流和直流输电线路，其架空地线的截面选择还应控制其表面电场强度，避免发生电晕；需要综合利用的架空地线，则尚需满足其他

功能的要求，作相应条件的验算。

按机械强度条件选择截面 首先根据防雷的要求，为防止雷击架空地线档距中央引起反击导线，在气温 15℃、无风条件下，考虑档距中央导线和地线间的距离，进行导、地线在杆塔上的尺寸配合。

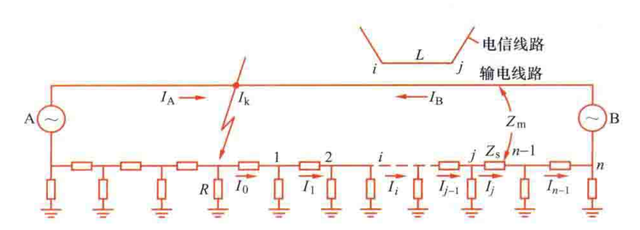
架空地线的机械强度设计安全系数应大于导线的设计安全系数，其张力及弧垂的计算见架空线力学计算。

按热稳定条件校验 按机械强度初选架空地线截面后，还须针对雷击时通过架空地线上的雷电流、正常运行时架空地线上的感应电流以及单相接地短路时架空地线的返回电流三种情况进行热稳定条件校验。雷击时通过架空地线上的雷电流虽高达 100kA 以上，但作用时间仅数十微秒；正常运行架空地线上的感应电流虽作用时间很长，但不过数十安，两者均不起控制作用。唯有单相接地短路时，大容量电力系统的架空地线返回电流可高达数千安，且与短路点位置，架空地线的材料、截面以及是否绝缘，杆塔接地电阻，档距长度等因素有关。

按电晕条件校验 750kV 及以上电压等级的输电线路，架空地线上的感应电荷较大，可能会产生较大的表面电场强度，当超过起始电晕电场强度时，将产生电晕损失、无线电干扰和可听噪声干扰，必须加以限制；通常交流输电线路的架空地线表面电场强度不能超过其起晕场强的 80%，直流输电线路的架空地线起晕场强不超过 18kV/cm。电晕的发生和发展机理见输电线路电晕损失。

按电信线电磁危险影响允许条件校验 电信线路和输电线路平行接近很长一段距离或输电线路的架空地线绝缘时，架空地线返回电流中的强制分量对电信线路起主要屏蔽作用。可用下述近似法概略估算。

如图所示，当输电线路单相接地短路时，在平行接近的电信线上的感应纵电动势为



架空地线返回电流分布

$$E=2\pi fMLI_Br \tag{1}$$

式中 f 为输电线路的交流电频率，Hz；L 为电信线与输电线路平行段长度，km；M 为输电线与电信线间的互感，H/km；r 为架空地线的屏蔽系数。

短路电流 I_k 及其分量 I_A 和 I_B 可按对称分量法计算。朝 B 变电站方向的架空地线返回电流强制分量为 $I_{d1}=I_BZ_m/Z_s$。架空地线返回电流自由分量，可取输电线路的平均接地电阻 R 和平均档距自阻抗 Z_s，按下述方法进行估算。

令 $K=\dfrac{I_i}{I_{j-1}}=\dfrac{R}{R+0.5Z_s+\sqrt{RZ_s}}$，则从 i 塔到 j 塔段间的自由分量平均值为

$$\frac{\sum_i^{j-1}I_x}{j-i}=\frac{K^i(1-K)^{j-i}}{(j-i)(1-K)}I_0 \tag{2}$$

其中 $$I_0=I_k\left(1-\frac{Z_m}{Z_s}\right)\frac{Z_1}{0.5Z_s+\sqrt{RZ_s}} \tag{3}$$

$$Z_1=\frac{1}{\dfrac{1}{R}+\dfrac{2}{0.5Z_s+\sqrt{RZ_s}}} \tag{4}$$

式中按自由分量的平均值计，则从 i 塔到 j 塔段间的架空地线返回电流 $I_d=\dfrac{Z_m}{Z_s}I_B+\dfrac{K^i(1-K)^{j-i}}{(j-i)(1-K)}I_0$。

从 i 塔到 j 塔段间架空地线的屏蔽系数为

$$r=1-\frac{I_d}{I_B} \tag{5}$$

根据初选的架空地线截面，按式 (1) 和式 (2) 计算电信线上的感应纵电动势 E。如 E 超过允许值，则加大该段架空地线截面。但在阻抗 Z_m 中，电阻分量不起主导作用，故加大架空地线截面对改善屏蔽效果并不显著。

光纤复合架空地线（OPGW） 结构一般由两部分组成，纤芯部分为光纤及保护光纤的钢管或铝合金骨架；承受张力的金属线线股，采用强度高、导电性能好、耐腐蚀的铝包钢或铝合金线材，也有采用两者混合结构。光纤复合架空地线选型除满足信息传输的功能外，还应考虑作为架空地线所应有的电气和机械性能。

当输电线路发生单相接地时，一部分地线返回电流流经光纤复合架空地线使其发热，其温升不得超过允许值，为避免光纤复合架空地线的截面过大，另一根地线一般采用良导体，对光纤复合架空地线起到分流保护作用，特别是在发电厂和变电站附近，短路电流值很高的线段。光纤复合架空地线的机械强度、耐振性能以及相应的安全系数应与另一根地线相匹配，并与线路杆塔结构设计条件相协调。为避免光纤因受力引起疲劳或断纤，光纤复合架空地线在绞制时，必须考虑纤芯留有适当余长。

架空地线运行方式 主要采用逐基杆塔接地和分段绝缘一点接地的运行方式。前者适合电压等级较低的输电线路；后者可有效避免输电线路架空地线因感应电压而造成的电能损耗，且线路长度越长、电压等级越高越显著；架空地线通过带有小间隙的绝缘子悬挂在杆塔上，在雷云先导阶段间隙自动击穿，不影响防雷效果。

jiakong shudian xianlu

架空输电线路 (overhead transmission line)

用绝缘子和杆塔将裸导线架设于空中的电力线路。与电力电缆线路相比，架空输电线路建设成本低、施工周期短、运行维护方便，是电力工业采用的主要输电方式。通常所称的输电线路就是指架空输电线路。通过不同电压等级的架空输电线路将不同地区的发电厂、变电站、负荷点连接起来，输送或交换电能，构成电力网络。电压等级在 110kV 及以上的线路属于输电线路，电压等级在 110kV 以下的线路属于配电线路。图 1 为 500kV 架空输电线路。

构成 主要由导线、地线、绝缘子、金具、杆塔、杆塔基础、接地装置以及附属设施等部分组成。

导线 架空输电线路的主要组成部分，用以传输电能。一般线路每相多为单根导线。对于超高压、大容量线路，为了减少电晕损耗、电晕干扰和增加输电能力，每相都采用两根或多根导线组成的分裂导线。导线由有色金属制成，过去曾采用铜线，现在一般多用钢芯铝绞线或钢芯铝合金绞线。（见架空线）



图1 500kV架空输电线路（呼唤 摄）

地线 架设在导线上方的杆塔顶部并接地的金属线。用以防止雷电直击导线，保证线路安全送电。根据需要，架空地线还可以用作信息传输。为提高架空输电线路的耐雷水平，还可在导线下面增设耦合地线。架空地线大多采用镀锌钢绞线，有特殊要求时，也可采用钢芯铝绞线、铝合金绞线、铝包钢绞线等良导体以及光纤复合架空地线（composite fiber optic overhead ground wire，OPGW）。在雷电活动比较少的地区，有些架空输电线路可以不架设架空地线。（见架空线）

绝缘子 用来支持或悬吊导线并在杆塔与导线之间形成电气绝缘的组件。高压输电线路一般采用盘形悬式绝缘子成串组合，也有的采用棒形绝缘子；电压较低的线路则采用针式绝缘子。绝缘子的材质有电瓷、玻璃和由环氧树脂、玻璃纤维和硅橡胶等材料制成的复合绝缘子。

金具 连接导线、地线及绝缘子串，并将它们固定在杆塔上的金属器件。有的金具还有防止导线振动、舞动，改善绝缘子附近电压分布，减少电晕等功能。金具必须具有足够的机械强度和良好的电气性能，并满足在大气中耐腐蚀的要求。（见线路金具）

杆塔 支承导线、架空地线及其他附件的构筑物。杆塔的造型和尺寸应能使导线与架空地线之间、导线与塔身之间以及导线对地和交叉跨越物之间，保持必要的电气安全距离。杆塔结构有铁塔、木杆和钢筋混凝土杆几种，高压输电线路多用铁塔。

杆塔基础 用于支撑杆塔直接与地基接触埋置于地下的结构物。一般是由现场浇制或工厂预制的混凝土构件在现场装配，也有的采用与铁塔连成一体的型钢结构物。

接地装置 埋置于土壤中并与架空地线相连接的金属装置。其作用是将直击于塔顶及架空地线的雷电流引入大地，以提高线路的耐雷水平，减少线路雷击事故。（见电气设备接地装置）

发展趋势 架空输电线路不断朝着更高电压、更长距离和更大容量方向发展，中国已形成交流和直流（见图2）两种类型，交流特高压以1000kV同塔双回线路为主；直流特高压以±800kV大容量线路为主，相关部门已起动±1100kV直流输电研究工作。由于线路走廊紧张，同塔多回输电线路（见图3）和紧凑型输电线路宜推广采用。

近年来，架空输电线路建设采用新技术、新材料、新工艺有了较大发展。例如铁塔采用Q420、Q460高强度钢材和∟220、∟250大规格角钢以及高强度螺栓等材料，钢管杆和钢管塔等结构型式也不断涌现，有关部门正在研究应用复合材料杆塔。杆塔基础方面充分考虑环境保护，积极利用原状土基础。导线、金具和绝缘子方面则采用非磁性材料金具、复合绝缘子、耐热铝合金导线、高导电率导线、碳纤维导线、高强度耐腐蚀导线以及自阻尼防振导线。光纤复合架空地线（OPGW）则是综合多方面新技术在输电线路上实行综合利用。



图2 直流架空输电线路

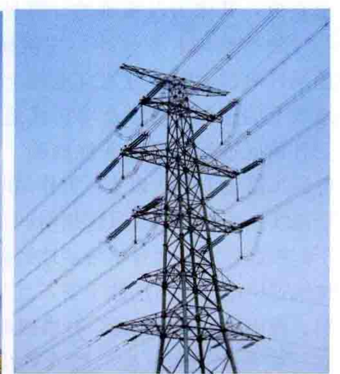


图3 同塔多回输电线路

jiakong shudian xianlu leidian guodianya fanghu

架空输电线路雷电过电压防护 (lightning protection of overhead transmission line) 为防止雷害以保持架空输电线路正常运行的安全措施。雷击杆塔顶部或其邻近避雷线时，雷电流流过塔体和接地体，使塔体电位升高，同时在相导线上产生感应过电压。如果塔体电位、相导线感应过电压、相导线耦合电压及运行电压合成的电位差超过线路绝缘闪络条件，就会发生闪络，这种闪络称为反击闪络（简称反击）。雷电绕开避雷线直击到相导线上，称为绕击，它引起的闪络称为绕击闪络，也称屏蔽失效。因此，架空输电线路防雷保护主要措施可分为防反击雷措施和防绕击雷措施。国内外普遍采取的防雷措施有架设避雷线、减小杆塔避雷线保护角、降低杆塔冲击接地电阻、增强线路绝缘、采用线路防雷用避雷器、采用绝缘子并联间隙等。另外，架空输电线路的防雷保护还需配合使用自动重合闸装置，它是防止线路因雷击跳闸造成永久停电的根本措施。

在进行输电线路防雷电保护设计时，应根据线路在电网中的重要性、运行方式、当地原有线路的运行经验、线路路径的雷电活动情况、地闪密度、地形地貌和土壤电阻率等条件，通过经济技术比较制定出差异化的设计方案，包括一般线路的雷电过电压保护方案、大跨越档的雷电过电压保护方案和线路交叉部分的雷电过电压保护方案。

一般线路的雷电过电压保护方案 220～750kV线路应沿全线架设双避雷线，但少雷区除外。110kV线路一般沿全线架设避雷线，在山区和强雷区，宜架设双避雷线，在少雷区可不沿全线架设避雷线，但应装设自动重合闸装置。35kV及以下线路，一般不沿全线架设避雷线。除少雷区外，6kV和10kV钢筋混凝土杆配电线路，宜采用瓷或其他绝缘材料的横担；如用铁横担，对供电可靠性要求高的线路宜采用高一电压等级的绝缘子，并应尽量以较短的时间切除故障，以减少雷击跳闸和断线事故。

杆塔处避雷线对边导线的保护角，应符合的要求：对于单回路，330kV及以下线路的保护角不宜大于15°，500～750kV线路的保护角不宜大于10°；对于同塔双回或多回路，110kV线路的保护角不宜大于10°，220kV及以上线路的保护角不宜大于0°；单避雷线线路保护角不宜大于25°。对重覆冰输电线路的保护角可适当加大。对于多雷区和强雷区的线路也可采用负保护角。山区、平原分开规定。双避雷线线路，杆塔处两根避雷线间的距离不应超过导线与避雷线间垂直距离的5倍。

有避雷线的线路，其反击耐雷水平不宜低于表1所列数值。

有避雷线的线路，每基杆塔不连避雷线的工频接地电阻，在雷季干燥时，不宜超过表2所列数值。

有避雷线的线路应防止雷击档距中央避雷线反击导线，档距中央导线、避雷线间距应满足的要求：

(1) 范围Ⅰ ($1kV \leqslant U_m \leqslant 252kV$) 的输电线路，15℃无风时档距中央导线与避雷线间的最小距离宜满足式 (1) 要求

$$S_1 = 0.012l + 1 \tag{1}$$

式中 S_1 为导线与避雷线间的距离，m；l 为档距长度，m。

(2) 范围Ⅱ ($U_m > 252kV$) 的输电线路，15℃无风时档距中央导线与避雷线间的最小距离宜满足式 (2) 要求，即

$$S_1 = 0.015l + 1 \tag{2}$$

表1 有避雷线线路的反击耐雷水平 (kA)

系统标称电压 (kV)	35	66	110	220	330	500	750
单回线路	24～36	31～47	56～68	87～96	120～151	158～177	208～232
同塔双回线路			50～61	79～92	108～137	142～162	192～224

注：反击耐雷水平的较高和较低值分别对应线路杆塔冲击接地电阻7Ω和15Ω；雷击时刻工作电压为峰值，且与雷击电流反极性；变电站进线保护段杆塔耐雷水平不宜低于表中的较高数值。

表2 线路杆塔的工频接地电阻

土壤电阻率 ρ (Ω·m)	$\rho \leqslant 100$	$100 < \rho \leqslant 500$	$500 < \rho \leqslant 1000$	$1000 < \rho \leqslant 2000$	$\rho > 2000$
接地电阻 (Ω)	10	15	20	25	30

注：如土壤电阻率超过2000Ω·m，接地电阻很难降低到30Ω时，可采用6～8根总长不超过500m的放射形接地体，或采用连续伸长接地体，接地电阻不受限制；变电站进线段杆塔工频接地电阻不宜高于10Ω。

钢筋混凝土杆铁横担和钢筋混凝土横担线路的避雷线支架、导线横担与绝缘子固定部分或瓷横担固定部分之间，宜有可靠的电气连接并与接地引下线相连。主杆非预应力钢筋如上下已用绑扎或焊接连成电气通路，则可兼作接地引下线。利用钢筋兼作接地引下线的钢筋混凝土电杆，其钢筋与接地螺母、铁横担间应有可靠的电气连接。

中雷区及以上地区35kV及66kV无避雷线线路宜采取措施，减少雷击引起的多相短路和两相异点接地引起的断线事故，钢筋混凝土杆和铁塔宜接地，接地电阻不受限制，但多雷区不宜超过30Ω。钢筋混凝土杆和铁塔应充分利用其自然接地作用，在土壤电阻率不超过100Ω·m或有运行经验的地区，可不另设人工接地装置。

两端与架空线路相连接的长度超过50m的电缆，应在其两端装设金属氧化物避雷器 (MOA)；长度不超过50m的电缆，只在任何一端装设即可。

绝缘避雷线放电间隙的型式和间隙距离，应根据线路正常运行时避雷线上的感应电压、间隙动作后续流熄弧和继电保护的动作条件等确定。

线路交叉部分的雷电过电压保护方案　同级电压线路相互交叉或与较低电压线路、通信线路交叉时，两交叉线路导线间或上方线路导线与下方线路避雷线间的垂直距离，当导线运行温度为40℃ (当导线按允许温度80℃设计，导线运行温度取50℃) 时，不得小于表3所列数值。

6kV及以上的同级电压线路相互交叉或与较低电压线路、通信线路交叉时，交叉档一般采取的保护措施：交叉档两端的钢筋混凝土杆或铁塔 (上、下方线路共4基)，不论有无避雷线，均应接地。如交叉距离比表3所列数值大2m及以上，则交叉档可不采取保护措施。

表3 同级电压线路相互交叉或与电力线、弱电线路和通信线路交叉时的最小垂直距离

系统标称电压 (kV)	6、10	20～110	220	330	500	750
交叉距离 (m)	2	3	4	5	6 (8.5)	7 (12)

注：括号内为至输电线路杆顶或至通信线路的交叉距离。

如交叉点至最近杆塔的距离不超过40m，可不在此线路交叉档的另一杆塔上装设交叉保护用的接地装置。

大跨越档的雷电过电压保护方案　对范围Ⅰ架空线路大跨越档的雷电过电压保护，应符合的要求：全高超过40m有避雷线的杆塔，每增高10m，应增加一个绝缘子，避雷线对边导线的保护角应符合相关规定。接地电阻不应超过表2所列数值的50%，当土壤电阻率大于2000Ω·m时，不宜超过20Ω。全高超过100m的杆塔，绝缘子数量应结合运行经验，通过雷电过电压的计算确定。未沿全线架设避雷线的35kV新建线路中的大跨越段，宜架设避雷线或安装线路防雷用避雷器，并应比一般线路增加一个绝缘子。根据雷击档距中央避雷线时防止反击的条件，大跨越档导线与避雷线间的距离不得小于表4的要求。

表4 防止反击要求的大跨越档导线与避雷线间的距离

系统标称电压 (kV)	35	66	110	220
距　离 (m)	3.0	6.0	7.5	11.0

对范围Ⅱ架空线路大跨越档的雷电过电压保护，应符合下列要求：大跨越档在雷电过电压下安全运行年数不宜低于50年。大跨越线路随杆塔高度增加宜适当增加杆塔的绝缘水平。需重点考虑导线对杆塔的空气间隙距离，并根据雷电过电压计算确定。绝缘子串的长度应根据雷电过电压计算进行校核。根据雷击档距中央避雷线时控制反击的条件，大跨越档距中央导线与避雷线间的距离应通过雷电过电压的计算确定。大跨越杆塔的避雷线保护角不宜大于一般线路的保护角。必要时可安装线路避雷器，以提高安全水平和降低综合造价。

jiakongxian

架空线 (conductors & wires of overhead transmission line) 架空的用以输送电力的导线和用以防雷的地线的统称。架空线具有低电阻和高强度的特性，以减少运行时的电能损耗和承受线路上的机械荷载。同时，架空线还具有耐大气腐蚀和耐电化学腐蚀的能力。

最常用的架空导线有铝绞线、钢芯铝绞线、铝合金绞线和钢芯铝合金绞线等。早在1895年法国就首先使用了铝线作为架空导线，在1909年美国第一次采用了钢芯铝绞线。自20世纪60年代中国研制开发了铝合金线、铝包钢线、大跨越导线、电站用软母线和特种导线等新产品。一般来说，架空输电线路选用强度较高的导线，如钢芯铝绞线、钢芯铝合金绞线等。重冰区或大跨越线路可选用钢芯铝合金绞线或钢芯铝包钢绞线等。此外，高海拔地区的架空输电线路或变电站中也可选用扩径导线，以减少导线电晕。大容量的架空输电线路可选用耐热铝合金绞线。架空输电线路采用2根以上的子导线形成单相导线，称为分裂导线。分裂导线与等截面的单根导线相比，具有载流能力大、表面场强小等优点，可减小电晕损失、可听噪声和无线电干扰，并能提高系统的稳定性。

架空地线是镀锌钢绞线，也可选用铝包钢绞线、钢芯铝合金绞线或高强度钢芯铝绞线，以降低线路的工频过电压，减小潜供电流和改善对邻近电信线路的影响。20世纪70年代以来，又研究开发了光纤复合架空地线，可进一步扩大电力系统的信息传输容量。

种类 架空线按其结构型式不同可分为简单绞线、组合绞线和特种绞线三种。

简单绞线 由材质相同、线径相等的线材绞制而成，如铝绞线、铝合金绞线、镀锌钢绞线等。

组合绞线 由导电部分的线材和增加强度的芯线组合绞制而成。导电线材包括硬铝、软铝、普通（耐热）铝合金等；芯线材料包括钢芯、铝包钢芯、(超、特) 高强度钢芯、碳纤维芯、殷钢芯、铝基陶瓷芯等。如钢芯铝绞线、钢芯铝合金绞线等。

特种绞线 由不同材质或不同形状的线材，用特种组合方式绞制而成，如碳纤维芯导线、殷钢芯导线、铝基陶瓷导线、芯扩径导线、各种型线、间隙性导线等。

性能及用途 架空线的主要品种有铝合金绞线、耐热铝合金绞线、钢芯铝绞线、钢芯软铝绞线、钢芯（耐热）铝合金绞线、钢芯铝包钢绞线、铝包钢芯铝导线、（超、特）高强钢芯铝导线、殷钢芯耐热铝合金导线、扩径导线、间隙性钢芯耐热铝合金导线、碳纤维芯铝导线、铝基陶瓷纤维芯铝绞线、光纤复合架空地线、镀锌钢绞线、铝包钢绞线等，它们的性能和用途也各有不同。

铝合金绞线 由铝合金圆线绞制而成，其结构与铝绞线相同。铝合金圆线主要有热处理型和非热处理型两种。铝镁硅合金是热处理型的代表产品，早在1921年瑞士就研究开发了这种导电用合金，其化学成分为铝98.7%、镁0.5%、硅0.5%，其余为杂质。通过淬火和时效处理，可析出强化相 Mg_2Si，使合金的机械强度显著提高。非热处理型铝合金有美国的5005铝镁合金，含镁量约0.8%，其余为铝和杂质。非热处理型铝合金产品制造工艺条件较简单，但机械强度和伸长率较小。

耐热铝合金绞线 由耐热铝合金圆线绞制而成。在铝中添加锆0.13%以下，稀土金属0.5%以下，在合金固溶体中形成 Al_3Zr，可将合金的再结晶温度提高到315℃，并能使晶粒细化。随着添加微量元素的差异和加工条件的不同，耐热铝合金圆线有许多品种，允许使用温度高达150℃以上，可大大提高线路的载流能力。耐热铝合金绞线可用于导线截面选择受发热条件限制的情况，也可作变电站中载流4000A以上的大电流母线，或用在电力网改造中要求增大容量的线路上。

钢芯铝绞线 由硬铝线和镀锌钢丝组合绞制而成，是电力线路上最常用的导线。钢芯铝绞线的结构常用铝线根数/钢线根数表示，钢铝比（钢截面/铝截面）愈大，导线强度愈高。除一般的钢芯铝绞线外，还有防腐钢芯铝绞线，它主要用于沿海或腐蚀严重的化工地区。钢芯铝绞线的交流电阻除与电阻率等因素有关外，还与导线结构有关，单层铝线的交流电阻最大，三层铝线的次之，两层铝线的最小。钢铝比愈大，交流电阻也愈大。超、特高压输电线路用的分裂导线采用钢铝比小的钢芯铝绞线，节约钢材，降低线路造价。

钢芯软铝绞线 由镀锌钢丝和软铝组合绞制而成。软铝部分一般为S型、Z型、T型等型线。软铝是一种全退火铝，由软铝拉制而成的软铝线的导电率为63%IACS (international annealed copper standard，国际退火铜标准导电率)，导线长期运行温度可达150℃，具有显著增容特性，钢芯软铝绞线的另一主要特点是钢芯承受全部导线的机械荷载，软铝线主要承载电流。其结构见图1。

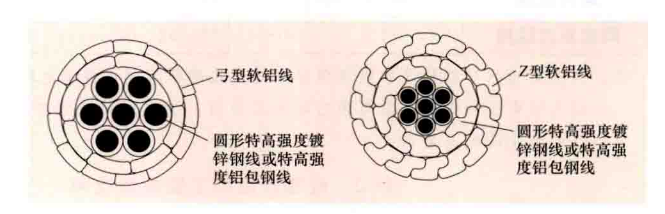


图1 钢芯软铝绞线结构

钢芯（耐热）铝合金绞线 由镀锌钢丝和（耐热）铝合金线组合绞制而成。由于（耐热）铝合金线的强度较高，伸长率较大，钢芯铝合金绞线的机械过载能力也较大，可用作大跨越导线、重冰区导线或架空地线。钢芯铝合金绞线连续最高使用温度达90℃，钢芯耐热铝合金绞线包括普通钢芯耐热铝合金绞线、钢芯超耐热铝合金绞线、钢芯高强度耐热铝合金绞线，是在传统的钢芯合金绞线中用（超、高强度）耐热铝合金线代替普通硬铝合金线而产生的，使其能在较高的温度下保持正常的工作机械强度。普通钢芯耐热铝合金绞线连续使用温度可达150℃，钢芯超耐热铝合金绞线连续使用温度可达200℃以上。钢芯高强度耐热铝合金绞线的耐热性与钢芯耐热铝合金绞线相同，而其机械强度却与高强度耐热铝合金绞线相同，特别适用于大跨越工程。

钢芯铝包钢绞线 由镀锌钢丝和铝包钢线组合绞制而成。它具有强度高、弧垂特性好和耐腐蚀等优点，主要用作大跨越导线，可降低大跨越杆塔高度，节约工程造价。铝包钢圆线可用纵包法、挤压法或粉末冶金法制造，中国主要采用前两种方法。

铝包钢芯铝导线　包括铝包钢芯铝绞线、铝包钢芯耐热铝合金导线、铝包钢芯超耐热铝合金导线、铝包钢芯高强度耐热铝合金导线。这种导线是为了弥补钢芯铝导线导电率的不足，以及提高防腐性能而产生的。

（超、特）高强钢芯铝导线　包括（超、特）高强钢芯软铝绞线、（超、特）高强钢芯耐热铝合金绞线、（超、特）高强钢芯高强度耐热铝合金绞线等。这种导线是为了加大钢芯铝绞线的机械强度而产生的。

殷钢芯耐热铝合金导线　殷钢芯耐热铝合金导线的钢芯采用镀锌殷钢芯或铝包殷钢芯，殷钢芯采用铁镍（镍约占36%～40%）合金材料制成。具有长度基本上不随温度变化的特点，因此被称为"殷钢"。在较高的温度状态下工作时，其弧垂的增加量很小，是一种低弧垂导线。殷钢芯超耐热铝合金线使用温度可达210℃以上。

扩径导线　将导电线材用支撑法或填充法使其外径扩大的导线。在高海拔地区或超高压、特高压输电线路上采用扩径导线，可降低导线表面的场强，减小电晕损失和无线电干扰，并能减小电晕噪声。扩径导线（见图2）与实心导线相比，可节约大量有色金属，能降低线路造价。

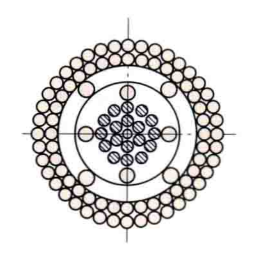


图2　扩径导线

间隙性钢芯耐热铝合金导线　间隙性钢芯耐热铝合金导线（见图3）包括间隙性钢芯耐热铝合金绞线和间隙性钢芯超耐热铝合金绞线等，是耐热铝合金导线中结构比较特殊的品种。这两种导线的钢芯和铝线层之间存在一定的间隙。钢芯为特强钢芯，铝线为耐热铝合金绞线和超耐热铝合金绞线，与钢芯相邻的内层铝线为梯形截面，钢芯与内层铝合金线之间能够各自独立运动，在间隙中填充有间隙润滑油，以减少钢芯与内层铝合金线之间的摩擦。架线时导线的所有张力均落在钢芯上，使导线在高温条件下保持低弧垂。

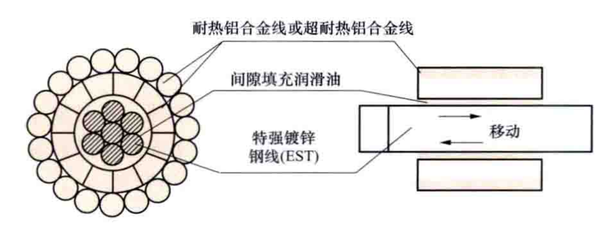


图3　间隙性钢芯耐热铝合金绞线

碳纤维芯铝导线　新型复合材料合成芯导线，见图4。它的芯线是由碳纤维制成，铝线股可根据不同要求制成型线或圆线，材质可为硬铝、软铝、耐热铝合金等。这种碳纤维芯导线具有良好的机械和电气特性，特别是在高温条件下具有低弧垂特性。与常规的钢芯铝绞线相比，在相同的外径时，碳纤维芯导线外层允许缠绕超过29%的导电铝型线；在相同铝截面时，成品重量与常规的钢芯铝绞线相比轻10%～15%；梯形铝最里层运行的温度可达180℃。

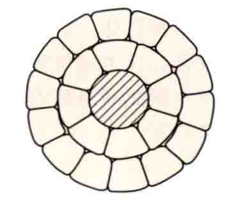


图4　碳纤维芯铝导线

铝基陶瓷纤维芯铝绞线（ACCR）　由内层的铝基陶瓷纤维芯和外层的铝锆耐热铝合金线组成，见图5。由于铝基陶瓷纤维芯具有较低的线膨胀系数，属于低弛度导线。2001年以来，铝基陶瓷纤维芯铝绞线已经在美国输电线路上应用。当使用ACCR对原有线路进行增容时，相比于同等截面的钢芯铝绞线，可提升载流量2～3倍，并且不需要更换杆塔，节省了土地等资源和建设成本。这种导线可用于环境敏感和人口密集区域的线路增容改造。从2008年开始，中国在重庆、上海等地的220kV线路增容改造工程中应用了该导线，并获得了一定的运行经验。

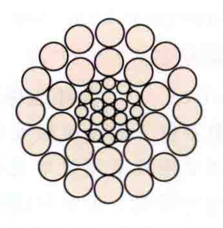


图5　铝基陶瓷纤维芯铝绞线

光纤复合架空地线（composite fiber optic overhead ground wire，OPGW）　由通信光缆、导体和加强的线材组合绞制而成。它具有传输信息容量大、衰减小、不受电磁干扰等优点。在高电压下可实现大容量信息传输。光纤复合架空地线的结构形式（见图6）主要为中心束管式和层绞式两种。中心束管式直径小，结构简单，但短路容量较小，因无中心加强芯，结构稳定性及抗侧压能力较差。层绞式因有中心加强芯，结构稳定，抗侧压能力强，适用范围较广。

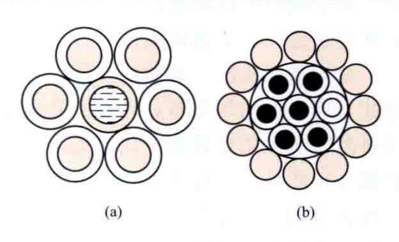


图6　OPGW结构图

(a) 中心束管式；(b) 层绞式

镀锌钢绞线　由镀锌钢丝绞制而成。其强度较高，而价格较低。架空地线平时不通过电流，所以一般的电力线路上通常采用镀锌钢绞线作为架空地线。

铝包钢绞线　由铝包钢丝绞制而成。其强度较高，导电能力较强。一般用于变电站（换流站）的出线段作为光缆的分流地线用。

技术发展趋势　世界各国400～750kV级超高压线路、1000kV级特高压线路，以及±400～±660kV级超高压直流线路、±800kV级特高压直流线路普遍采用相分裂导线。在机械荷载比较轻的平丘地区和一般山区，钢芯铝线倾向于采用铝钢比较大的型号，以减小导线比载，减轻杆塔荷重，节约材料，降低工程造价。为提高钢芯的耐腐蚀能力，有些线路采用铝包钢线作钢芯。

国际电工委员会（IEC）架空线技术标准规定制作导线的铝材应采用纯度很高的电工铝，以保证良好的机械性能和较低的电阻率。由于中国的铝矿一般含硅量比较高，用于精炼电工铝的工艺复杂，成本高，另一方面中国稀土资源丰富，冶炼铝时添加适量稀土元素，可促使硅和其他杂质析出，从而改善导线的电气和机械特性，且能提高耐腐蚀能力，降低加工成本，中国输电线路也采用稀土铝导线。

铝合金绞线、（超、特）高强钢芯铝绞线导线、碳纤维芯铝导线、殷钢芯导线、铝基陶瓷纤维芯铝绞线、扩径导线、间隙性导线以及各种型线等特种导线具有载流量大、弧垂小等特点，用在电网改造中能提高输送容量，减少线路回路，可利用原有线路的杆塔进行换线增容改造，节约线路走廊。

jiakongxian lixue jisuan

架空线力学计算 （mechanical calculations of overhead wire） 合理选择架空线的张力和弧垂，使其在各种气象条件下满足机械安全度的计算。架空输电线路的导线和架空地线采用杆塔支持，将其悬挂于空中，以便使架空地线与导线，带电导线对地面及其他被跨越物之间保持足够的电气安全间距。架空线悬空需要一定的张力作用。所施张力的大小不仅受架空线的机械强度限制，而且还取决于气象条件以及杆塔的强度、高度、档距。通过对架空线悬挂曲线的计算，可以得到架空线的弧垂、线长与张力等特性。根据不同的气象条件可以计算得到架空线状态方程式，从而确定不同工况下架空线的状态；并根据电线控制条件可以确定架空线张力、弧垂特性曲线。当档距过小或存在集中荷载时，架空线应力弧垂特性应按孤立档应力弧垂计算方法考虑。

架空线悬挂曲线 在输电线路档距足够大的情况下，电线材料的刚性可以忽略，架空线的荷载沿线长均匀分布，架空线形成的悬垂曲线形状是悬链线。用悬链线性质计算架空线的弧垂、线长和张力，称为悬链线法。为简化计算，近似认为架空线的荷载沿悬挂点连线上均匀分布，导出的悬垂曲线形状是斜抛物线。用斜抛物线性质计算架空线的弧垂、线长和张力，称为斜抛物线法。此外，近似认为架空线的荷载近似沿悬挂点连线水平投影方向均匀分布，导出的悬垂曲线形状是平抛物线。用平抛物线性质计算架空线的弧垂、线长和张力，称为平抛物线法。一般线档的架空线可用平抛物线法计算，高差较大档的架空线可采用斜抛物线法计算（考虑广泛的适用性，如无特别指明，本条所涉抛物线法均采用斜抛物线法）。大跨越线档的架空线则应用悬链线法计算。

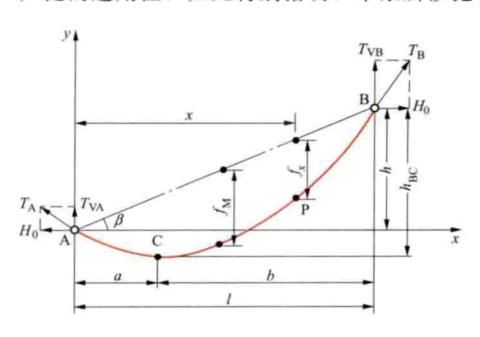


图 1 架空线的几何形状及相应参数

弧垂 自两悬挂点的连线沿荷载方向到架空线轴线间的距离，如图 1 所示。两种方法的弧垂 f_x(m) 的计算公式分别为

$$
\left.\begin{aligned}
f_x &= \frac{h}{l}x + \frac{H_0}{w}\left[\mathrm{ch}\,\frac{wa}{H_0} - \mathrm{ch}\,\frac{w}{H_0}(x-a)\right]\text{（悬链线法）}\\
f_x &= \frac{x\ (l-x)w}{2H_0\cos\beta}\text{（抛物线法）}
\end{aligned}\right\}\quad(1)
$$

$$
\left.\begin{aligned}
a &= \frac{l}{2} - \frac{H_0}{w}\mathrm{arsh}\,\frac{h}{\dfrac{2H_0}{w}\mathrm{sh}\,\dfrac{lw}{2H_0}}\text{（悬链线法）}\\
a &= \frac{l}{2} - \frac{H_0}{w}\sin\beta\text{（抛物线法）}\\
b &= \frac{l}{2} + \frac{H_0}{w}\mathrm{arsh}\,\frac{h}{\dfrac{2H_0}{w}\mathrm{sh}\,\dfrac{lw}{2H_0}}\text{（悬链线法）}\\
b &= \frac{l}{2} + \frac{H_0}{w}\sin\beta\text{（抛物线法）}
\end{aligned}\right\}\quad(2)
$$

式中 sh、ch 为双曲正、余弦函数符号；arsh 为反双曲正弦函数符号；l 为相邻两悬挂点间垂直于荷载 w 方向的投影距离，称为档距，m；h 为相邻两悬挂点间沿荷载方向的高差，m，当右侧悬挂点高于左侧悬挂点时 h 为正值，反之为负值；a、b 为架空线弧线最低点 C 分别到左、右悬挂点 A、B 间垂直于荷载方向上的投影距离，m；w 为架空线单位长度上的作用荷载，N/m；H_0 为架空线轴向张力在垂直于荷载方向上的分量，常称水平张力，沿线各点的 H_0 大小相同且为架空线弧线最低点 C 处的轴向张力，N；β 为两悬挂点间的高差角，$\beta=\arctan(h/l)$。

最大弧垂 f_M 是设计和架线施工中经常采用的主要数据，两种方法的计算公式分别为

$$
\left.\begin{aligned}
f_M &= \frac{h}{l}\left(\frac{H_0}{w}\mathrm{arsh}\,\frac{h}{l} + a\right)\\
&\quad - \frac{H_0}{w}\left[\mathrm{ch}\left(\mathrm{arsh}\,\frac{h}{l}\right) - \mathrm{ch}\,\frac{wa}{H_0}\right]\text{（悬链线法）}\\
f_M &= \frac{l^2 w}{8H_0\cos\beta}\text{（抛物线法）}
\end{aligned}\right\}\quad(3)
$$

线长 档内架空线悬挂时的弧线集合长度 L（m）。两种方法的计算公式分别为

$$
\left.\begin{aligned}
L &= \sqrt{\left(2\,\frac{H_0}{w}\mathrm{sh}\,\frac{lw}{2H_0}\right)^2 + h^2}\quad\text{（悬链线法）}\\
L &= \frac{l}{\cos\beta} + \frac{l^3 w^2\cos\beta}{24H_0^2}\quad\text{（抛物线法）}
\end{aligned}\right\}\quad(4)
$$

张力 架空线上任一点 P 处的轴向张力 T 为该点至弧垂最低点 C 间线长上的作用荷载与水平张力 H_0 的矢量和。在同一线档内，位于较高处的架空线张力较大，两点间轴向张力之差等于该两点间的高差与单位长度上的作用荷载之积。高悬挂点处的轴向张力最大，而水平张力 H_0 则处处相同。如图 1 所示，高悬挂点 B 处的轴向张力 T_B(N) 的两种方法计算公式分别为

$$
\left.\begin{aligned}
T_B &= H_0 + wh_{BC} = H_0\,\mathrm{ch}\,\frac{wb}{H_0}\text{（悬链线法）}\\
T_B &= \frac{H_0}{\cos\beta} + \frac{w}{\cos\beta}\left(\frac{l^2 w}{8H_0\cos\beta} + \frac{h}{2}\right)\text{（抛物线法）}
\end{aligned}\right\}\quad(5)
$$

式中 h_{BC} 为 B 点对弧线最低点 C 间的高差，m。

架空线状态方程式 两悬挂点间的架空线，当气象条件变化时（气温及荷载改变时），电线应力及弧垂也随着发生变化。当已知某一状态下的水平张力、作用荷载 w_1、气温 t_1 及待求状态下的 w_2、t_2 时，便可列出电线的状态方程式。架空线状态的变化主要由气象条件等工况不同引起，尽管架空线并非完全弹性体，受拉后会产生塑性永久伸长，特别在长期张拉作用下还会产生蠕变性的永久伸长，但考虑线长变化幅度较小，为方便计算可以忽略，工程上常采用的状态方程式是将架空线近似为具有固定弹性系数的弹性体，且不考虑档距、高差和档内线长的塑蠕性永久变化，仅考虑气象条件不同时导致的水平张力变化。直接用架空线弧线最低点的水平张力 H_0 来表示的抛物线法状态方程式为

$$
H_2 - \frac{AEw_2^2 l^2\cos^2\beta}{24H_2^2} = H_1 - \frac{AEw_1^2 l^2\cos^2\beta}{24H_1^2} - \alpha AE\cos\beta(t_2 - t_1)\quad(6)
$$

式中 H_1、H_2 分别为已知和待求状态下架空线的水平张力，N；w_1、w_2 分别为已知、待求状态下架空线单位长度上的作用荷载，N/m；E 为架空线的弹性系数，N/mm²；α 为架

空线的温度线胀系数，1/℃；t_1、t_2 分别为已知、待求状态下架空线的温度，℃；A 为架空线的截面积，mm^2。

当高差角 β 较小时，可以忽略 $\cos\beta$ 的影响，采用平抛物线法进一步简化计算，则式（6）可以简化为

$$H_2-\frac{AEw_2^2l^2}{24H_2^2}=H_1-\frac{AEw_1^2l^2}{24H_1^2}-\alpha AE(t_2-t_1) \qquad (7)$$

代表档距　气象条件变化，悬垂式连续档的悬垂绝缘子串偏移，使各档架空线的水平张力趋于相等的对应等效档距。在高压架空输电线路上，一般每隔数千米才设置一基耐张型杆塔，架空线通过耐张绝缘子串固定到耐张型杆塔上。两基耐张型杆塔之间设置若干基直线型杆塔，借助悬垂绝缘子串将架空线悬吊于其上。通常称这种悬挂方式的耐张段为悬垂连续档，如图 2 所示。两基耐张型杆塔之间的区段称为耐张段。其间各个档距、高差可能各不相同。但架设架空线时对带有悬垂固定型线夹的悬垂绝缘子串总是要求其处于铅垂位置，即同一耐张段内各连续档中的架空线均用同一水平张力架线。

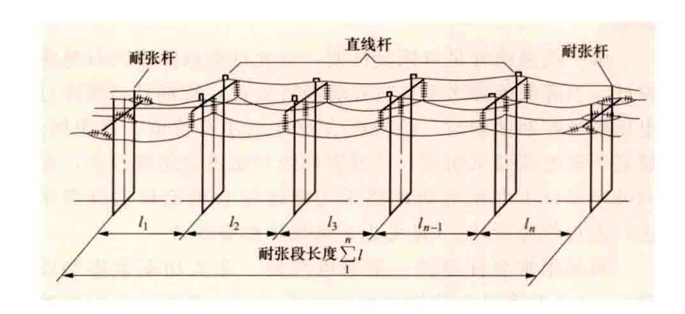


图 2　悬垂式连续档的耐张段

架线后气象条件变化时，若直线杆塔上悬垂线夹的位置强制不动，则耐张段内各不同档距中的架空线张力将以各自的参数按状态方程式的关系独立变化。这就可能使各档架空线出现不同的水平张力。若悬垂线夹位置可动，则使悬垂线夹连同悬垂绝缘子串向水平张力较大的档内偏移，随之使相邻档间的水平张力差减小。对于高压架空输电线路，悬垂绝缘子串较长而使张力差衰减更多。工程上认定悬垂绝缘子串可以自由移动，而使各档水平张力趋于某一代表档距下的水平张力。以代表档距代入状态方程式中求解出各状态下的水平张力，作为连续档内各档的代表水平张力，该水平张力大体介于各档大、小水平张力之间。

根据上述认定得出连续档的代表档距 l_{db} 计算公式为

$$l_{db}=\frac{\sum_{i=1}^{n}\frac{l_i}{\cos^2\beta_i}}{\sum_{i=1}^{n}\frac{l_i}{\cos\beta_i}}\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}l_i^3\cos\beta_i}{\sum_{i=1}^{n}\frac{l_i}{\cos\beta_i}}} \qquad (8)$$

式中 $1\sim n$ 为耐张段内连续档的档距序号；l_i 为第 i 档的档距，m；β_i 为第 i 档的高差角。

悬挂点等高的连续档可不考虑高差角 β 的影响，代表档距 l_{db} 计算公式可简化为

$$l_{db}=\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}l_i^3}{\sum_{i=1}^{n}l_i}} \qquad (9)$$

实际上，连续档内各线档在异于架线状态时的真实张力是不相同的，很难计算出一个非常恰当的代表档距去反映各档张力变化的综合量。因此，就出现各种不同的近似假定，从而得出计算连续档代表张力的不同方法。有的国家除采用式（8）外，尚采用三种方法：①以耐张段内各线档为孤立档的情况算得的各类张力，取其平均值作为该耐张段内的代表张力；②以耐张段内的平均档距作为代表档距去计算该耐张段的代表张力；③以耐张段的 1/3 倍平均档距再加 2/3 倍最大档距作为代表档距去计算该耐张段的代表张力。

有效控制状态和有效临界档距　当已知某一状态下的架空线水平张力时，可以利用状态方程式求得其他状态下的架空线水平张力。因此首先须确定各种档距下的已知状态，称之为有效控制状态。在架空线水平张力计算中，往往有数种不同的张力控制范围，如通常要求在最低气温或最大外荷载状态时，架空线的最大水平张力不应超过最大允许使用张力（如为架空线破断张力的 40%），在平均运行气温状态下的水平张力不应超过架空线防振所限定的张力（如为架空线破断张力的 25%），还可能根据线档的具体情况增加其他控制状态（如小孤立档内在架线状态下对最大过牵引张力的控制）。从这些彼此无关的多个“控制状态”中，如果选取某一控制状态为已知状态，在某档距下，利用状态方程式求出的其余各控制状态下的架空线水平张力值均分别满足其余控制状态下的水平张力控制范围，则所选取的“已知状态”即为该档距下真正起控制作用的“有效控制状态”，也是真正的“已知状态”。其余的控制状态在该档距下对水平张力计算不起控制作用，则称为无效控制状态。

在不同的档距（或连续档的代表档距）区段各有不同的有效控制状态，则两相邻档距区段之间必有一档距同时受两种有效控制状态所控制，一般称这一档距为有效临界档距，它在架空线张力计算中是很有用的。以悬挂点等高的状态方程式（7）为例，将其归纳为

$$H_2^2\left\{H_2+\left[\left(\frac{AEw_1^2l^2}{24H_1^2}-H_1-AE\alpha t_1\right)+AE\alpha t_2\right]\right\}=\frac{AEw_2^2l^2}{24} \qquad (10)$$

令
$$F=\frac{AEw_1^2l^2}{24H_1^2}-H_1-AE\alpha t_1 \qquad (11)$$

则 F 为有效控制状态的判别系数。若有 n 个张力控制状态，将各控制状态的参数 w_1、t_1、H_1 代入式（10）中，可分别求出某档距 l 和某一待求状态（参数为 w_2、t_2）下的 n 个不同的张力 H_2。凡判别系数 F 最大者，所求出的水平张力 H_2 必定最小，则该最大 F_M 系数值所对应的控制状态即为该档距 l 下的有效控制状态。

在有效临界档距处，兼有前后相邻两个有效控制状态，即前后两个最大系数 F_{iM} 与 F_{jM} 在有效临界档距 l_{ij} 处相等，依此，有效临界档距 l_{ij}(m) 的计算公式为

$$l_{ij}=\sqrt{\frac{24[(H_i-H_j)+AE\alpha(t_i-t_j)]}{AE\left[\left(\frac{w_i}{H_i}\right)^2-\left(\frac{w_j}{H_j}\right)^2\right]}} \qquad (12)$$

式中 H_i、H_j 分别为两个有效控制状态下的架空线控制张力，N；w_i、w_j 为对应状态下的架空线单位长度上的作用荷载，N/m；t_i、t_j 为对应状态下的架空线温度，℃。

如果仅有架空线最大张力的两个控制状态，最多只有一个临界档距且其是有效的，无须进行判别。

架空线张力、弧垂特性曲线　为全面了解架空线在各种特定运行状态下各种档距（或连续档各种代表档距）的水平张力和弧垂，以便为杆塔和挂线部件的设计提供各种必要的张力、弧垂等数据而绘制的张力、弧垂曲线。在计算和绘图之前，先选定架空线各特定运行状态下的气象组合及相应状态下架空线单位长度上的作用荷载，并根据前述原则选定各档距区段内的有效控制状态和有效临界档距。依据这些数据，采用状态方程式（7）计算各待求状态下各种档距的架空线水平张力，并根据求出的水平张力按等高档中最大弧垂公式（3）计算相应档距的最大和最小弧垂。将以上水平张力、弧垂数据以档距 l_{db} 为横坐标上的变量，以水平张力 H_0（或水平应力 σ_0）和弧垂 f_{db} 为纵坐标上的变量，即可绘出架空线的张力、弧垂特性曲线。

孤立档应力弧垂计算　对于档距较小、两侧以耐张塔与其他档隔开且架空线上附加有集中荷载（如耐张绝缘子串、T 接引下线、维修人员等）的档，应力弧垂特性需逐档分别计算和校验。具有非均布荷载的孤立档常出现在变电站进出线段、线路跨越重要设施时以及地形恶劣的山区。由于孤立档的电线上附加了集中的或不均匀分布的荷载，对于电线的应力、弧垂、线长等的计算产生影响。特别对于档距较小的情况下（小于 200m），集中荷载的影响远大于电线的均布荷载，一般均布荷载计算法所产生的应力弧垂计算误差将达到不能容许的程度。

对于两端具有耐张绝缘子串且档内有集中荷载的电线，其任一点 x 处的弧垂计算公式为

$$f_x = \frac{\tau_A x - M_x}{\sigma_0} \tag{13}$$

式中 f_x 为档距内距悬挂点 A 距离为 x 处的电线弧垂，m；σ_0 为电线水平应力，N/mm^2；τ_A 为档内折换到导线单位截面上的全部荷载在悬挂点 A 引起的相当于简支梁的支点切应力，N/mm^2；M_x 为 A 点与 x 之间各单位截面上的荷载对 x 处电线上点的弯矩，$(N \cdot m)/mm^2$。

在不考虑施工过牵引和杆塔挠度的情况下，抛物线法计算的电线应力状态方程为

$$\sigma_m^2 \left\{ \sigma_n + \left[\frac{K_m}{\sigma_m^2} - \sigma_m + \alpha E(t_m - t_n)\cos\beta \right] \right\} = K_n \tag{14}$$

式中 σ_m 和 σ_n 分别为已知情况和待求情况的水平应力，N/mm^2；t_m 和 t_n 分别为已知情况和待求情况的气温，℃；α 和 E 分别为电线的温度线膨胀系数和弹性系数，1/℃和 N/mm^2；K_m 和 K_n 分别为已知情况和待求情况电线的线长参数。

当孤立档进行架线作业时，为使紧线侧的耐张绝缘子串容易挂到杆塔的悬挂点上，需要将导线拉过一段距离 Δl（即过牵引长度）。对于孤立档而言，由于档距较小，过牵引引起的应力增加很大，使电线和杆塔不能承受，因此需采取措施减少过牵引长度到50～200mm 范围，并对此工况下的应力进行验算。该工况下电线的应力状态方程式为

$$\sigma_m^2 \left\{ \sigma_n + \left[\frac{K_m}{\sigma_m^2} - \sigma_m + \alpha E(t_m - t_n)\cos\beta - \frac{E\Delta l\cos^2\beta}{l_1} \right] \right\} = K_n \tag{15}$$

式中 Δl 为电线的过牵引长度，m；l_1 为扣除两侧耐张绝缘子串长度的档距长度，m。

参考书目

邵天晓．架空送电线路的电线力学计算．北京：中国电力出版社，2003.

jiakong xianlu jueyuan shuiping

架空线路绝缘水平

(transmission overhead line insulation level)　架空线路绝缘耐受电压的能力。架空输电线路的绝缘水平包括绝缘子的类型及片数、导线对杆塔构架空气间隙、导线对避雷线间的空气间隙、导线对地及对各种跨越物最小允许间隙距离的确定。

基本原则及数据　在确定线路绝缘水平时，应首先考虑线路所通过地区的气象、环境条件和雷电活动强度等因素。由于条件不同，额定电压（或最高运行电压）相同的线路，其绝缘水平会有不同。

线路的绝缘水平不仅影响其本身的经济性与运行可靠性，而且决定了可能侵入发电厂、变电站的雷电波。必要时，可在靠近变电站进线段范围内的线路上采用过电压防护措施。

由于线路绝缘是自恢复性的，故允许按故障率进行绝缘设计。当降低绝缘水平具有显著经济效益，特别是当操作过电压成为控制因素时，绝缘配合统计法才有价值。在中国，超高压输电线路采用统计法或简化统计法进行绝缘设计，而220kV 及以下电压等级线路采用绝缘配合确定性法（惯用法）进行绝缘设计。（见电力系统绝缘配合方法）

对采用常规杆型的一般输电线路（非大功率紧凑型线路），可只着重研究其相对地的绝缘水平。作用于相对地绝缘上的电压，除长期最高工作电压 U_p 外，还有暂时过电压、操作过电压和雷电过电压，分别用 $U_{ex,1}$、$U_{ex,2}$、$U_{ex,3}$ 来表明它们的预期值（计算值）。不同电压等级的输电线路的预期暂时过电压 $U_{ex,1}$ 和预期操作过电压 $U_{ex,2}$ 的值如表所示。

不同电压等级输电线路的 $U_{ex,1}$ 和 $U_{ex,2}$ 值（kV）

电压等级	35	110	220	330	500	750	1000
U_p 有效值	23.24	73	146	209.6	317.5	461.9	635.1
$U_{ex,1}$ 有效值	40.25 ($\sqrt{3}$)	87.64 (1.2)	175.3 (1.2)	272.5 (1.3)	412.75 (1.3)	412.75 (1.3)	825.6 (1.3)
$U_{ex,2}$ 峰值	131.5 (4.0)	310 (3.0)	619.7 (3.0)	652 (2.2)	898 (2.0)	1176 (1.8)	1437 (1.6)

注：表中 $U_{ex,1}$ 和 $U_{ex,2}$ 括号内的数字分别是其对 U_p 的有效值与峰值的倍数。

外绝缘（绝缘子串、空气间隙）的放电电压 U_0 是指标准气象条件下（气压 $b_0 = 101.32kPa$，温度 $t_0 = 20$℃，绝对湿度 $22g/m^3$）的试验值。在进行绝缘设计时，绝缘的放电电压 U 应根据线路通过地区的实际气象条件按下式换算，即

$$U = U_0 \delta^m k^w \tag{1}$$

式中 δ 为线路通过地区的空气相对密度；k 为湿度校正因数；指数 m 和 w 为校正因数，其值依赖于预放电形式。

绝缘子片数的选择　选择每串绝缘子片数应符合工频电压的爬电距离要求，同时应符合操作过电压要求。

（1）满足工频电压爬电距离要求的线路每串绝缘子片数应符合的要求为

$$m \geqslant \frac{\lambda U_m}{k_e L_0} \qquad (2)$$

式中 m 为每串绝缘子片数；U_m 为系统最高运行电压，kV；λ 为爬电比距，cm；L_0 为每片悬式绝缘子的几何爬电距离，cm；k_e 为绝缘子爬电距离的有效系数，主要由各种绝缘子爬电距离在试验和运行中污秽耐压的有效性来确定，并以 XP-70 型绝缘子作为基础（其 k_e 值取为 1.0）。

考虑到长期运行电压升高至$\sqrt{3}U_p$（例如单相接地）与形成污（雾）闪的条件同时发生的概率很小，所以式（2）既可用于中性点有效接地系统，也可用于中性点非有效接地系统。而且由于此式是大量线路运行经验的总结，其中自然也包括带有丧失绝缘能力的零值绝缘子的线路在内，故不再考虑增加绝缘子片数作备用。

（2）应能耐受预期的操作过电压 $U_{ex,2}$ 而不应发生闪络，要求在选择绝缘子片数时，在操作冲击下的 50% 湿闪络电压 U_w（220kV 及以下线路可用工频电压下的 50% 湿闪络电压 $U_{w,50-}$ 来代替）大于 $U_{ex,2}$，即

$$U_w = kU_{ex,2} \qquad (3)$$

或

$$U_{w,50-} = k\frac{U_{ex,2}}{\sqrt{2}} \qquad (4)$$

式中 k 为考虑放电概率所取的系数，当海拔 $H \leqslant 1000$m 时，可取 $k=1.1$。

考虑到线路中绝缘子片数很多，难以及时发现和更换丧失绝缘能力的零值绝缘子，故在按式（3）或式（4）的要求得出绝缘子片数后还应再增加几片留作备用。

考虑到绝缘子片数对线路的耐雷水平的影响不如其他因素（如杆塔接地电阻、地线对边导线的保护角等）显著，又可利用自动重合闸等措施提高供电的可靠性，故线路绝缘设计（除 35kV 线路外）在决定绝缘子片数时，一般仅以雷电过电压进行复核。

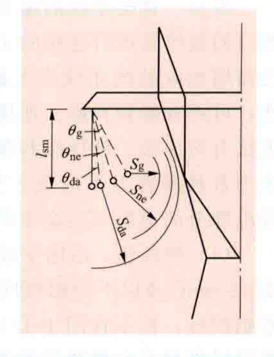
由于限压措施的逐步完善，通常的情况是按式（2）决定的 m 值，作为实际采用的绝缘子片数。

空气间隙距离的选择　就线路空气间隙所承受的电压来看，雷电过电压幅值可能最高，操作过电压幅值次之，工作电压幅值最低，但就作用的持续时间来说，却次序相反。在确定间隙大小时，还应考虑风吹导线使绝缘子串倾偏摇摆的不利因素。由于工作电压长时间作用在导线上，故要考虑十五年一遇的最大风速（约 25～35m/s），相应的风偏角 θ_g 最大；对操作过电压来说，考虑其持续时间较短，计算用风速采用线路最大计算风速的 50%，其风偏角 θ_{ne} 较小；对雷电过电压来说，其持续时间极短，因此计算风速一般采用 10m/s，只在气象条件恶劣时，才采用 15m/s，其风偏角 θ_{da} 最小。三种情况下的计算用风偏角 θ_g、θ_{ne} 和 θ_{da} 如图所示。

按工作电压选定绝缘子串风偏后的间隙 S_g 时，应保证在工作电压下不发生闪络，即

$$U_{50\%,1} = k_1 U_p \qquad (5)$$

式中 $U_{50\%,1}$ 为考虑风偏后间隙 S_g 的 50% 工频放电电压，kV；k_1 为配合系数，它是为了考虑空气密度变化的影响、空气湿度变化的影响以及其他不利因素的影响。当海拔 $H \leqslant 1000$m 时，对中性点直接接地的 220kV 及以下线路，$k_1=1.6$；对 330～500kV 线路，$k_1=1.7$；对中性点非直接接地的电网，$k_1=2.5$（计及单相接地运行）。



绝缘子的风偏角及其对杆塔的距离

按操作过电压选定绝缘子风偏后的间隙 S_{ne} 时，应满足下式要求，即

$$U_{50\%,2} = k_2 U_{ex,2} \qquad (6)$$

式中 $U_{50\%,2}$ 为间隙 S_{ne} 的 50% 操作冲击放电电压，kV；k_2 为简化计算时的综合系数，当 $H \leqslant$ 1000m 时，$k_2=1.2$。

按雷电过电压选定绝缘子串风偏后的间隙 S_{da} 时，应使 S_{da} 的冲击强度与非污秽区的绝缘子串的冲击放电电压相适应。根据中国 110～500kV 线路的运行经验，S_{da} 在雷电过电压下的 50% 放电电压较选定的绝缘子串的 50% 雷电冲击放电电压低 15% 左右，其目的是即使间隙发生闪络也不希望沿绝缘子串闪络，以免损坏绝缘子。

求得 S_g、S_{ne} 和 S_{da} 后，就可确定绝缘子串垂直位置时对杆塔的水平距离，即在（$S_g + l_{sm}\theta_g$）、（$S_{ne} + l_{sm}\theta_{ne}$）和（$S_{da} + l_{sm}\theta_{da}$）之中选择最大的一个作为导线对杆塔的最小空气间隙距离。

jiaxian shigong

架线施工

（installation of overhead conductors and ground wires）　将架空线用连接金具及绝缘子串架设在已组立的杆塔上的安装工序。分为传统架线法及张力架线法两种。光纤复合架空地线（OPGW）张力架线属张力的一种特例，与普通张力架线有所不同。架线施工机具分为放线机具、紧线机具和附件安装机具三大类。

传统架线法　利用人力或牵引机具牵引架空线，使其在档距间局部接触地面的情况下放出，再按要求收紧的架设施工方法。一般包括放线、压接、紧线、观测弧垂和附件安装等工序。

传统放线　以牵引机具或人力将架空线沿线路方向牵引展放的工序。展放时，架空线分别穿过杆塔上的放线滑车，以便紧线工序顺利进行，如图 1 所示。放线滑车应衬胶或尼龙。其槽底轮径须按有关技术规定选用。放线前根据放线段长度和架空线线轴的大小，沿线连续布置，以便顺序展放架空线。跨越铁道、公路、电力线等跨越物时，则需搭设越线架，使架空线由架构上方通过。

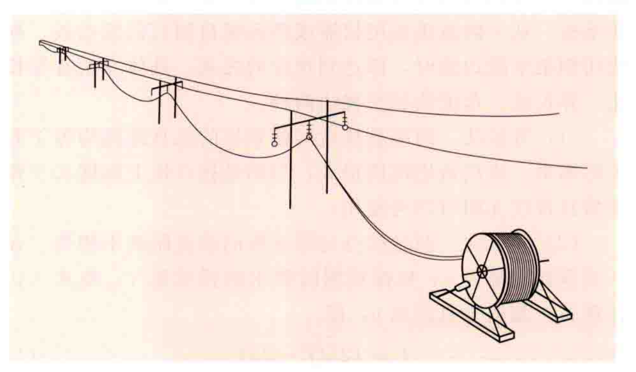


图 1　传统放线示意图

压接　将架空线的端头及严重损伤必须割断的端头，用相应的接续管进行连接的工序。耐张型杆塔的架空线及跳线也需用相应的耐张线夹及跳线线夹连接。如架空线轻微损伤，可用补修管补修。连接及补修的主要方法是压接。压接方法有钳压法、液压法和爆压法三种。架空线连接后，承受张力者其握着力不应低于架空线保证计算拉断力的95%，导电部分的电阻不应高于同等长度架空线的计算电阻值。

（1）钳压法。适用于较小规格的导线连接，包括标称截面185mm²及以下的铝绞线和标称截面240mm²及以下的钢芯铝绞线，但不宜用于LGJ-240/55型钢芯铝绞线。压接时将导线搭接套在椭圆形接续管内，每间隔一定距离，用配以相应钢模的钳压器在椭圆管两狭边交替加压形成一定深度的陷窝，使管体与导线共同压缩变形，从而产生摩擦力，以阻止导线承受张拉后滑移。

（2）液压法。适用于钢绞线及各种大规格钢芯铝绞线的连接。压接时将架空线端头插入压接管内，用配以相应钢模的液压机对压接管均匀施加压力，使管体与架空线压缩而连为一体。压接管为圆形，钢模内腔为六角形。钢模的压长根据压接管的硬度和液压机的出力选择，压长决定后，便可确定压接管的最少施压次数。

（3）爆压法。利用炸药爆炸产生的巨大能量取代机械压力，将架空线与其相应的压接管压成一个整体。此种方法由于可靠性不高，现已较少采用。

紧线　在耐张型杆塔处以牵引机具按要求收紧架空线，安装耐张线夹和耐张绝缘子串，完成导线的升空就位工序。一般情况下，两个耐张型杆塔间包括若干个直线型杆塔，形成互相连通的若干线档，称为一个耐张段。紧线时在耐张段一端的挂线耐张型杆塔上松弛挂线，即将连接绝缘子串、耐张线夹的架空线挂在横担上，作为锚端受拉张紧。在另端紧线耐张型杆塔外侧，利用牵引机械使架空线在该耐张段内收紧升空。在指定的线档内观测弧垂，调整牵引张力，使弧垂达到规定数值，并在紧线耐张杆塔的架空线上对准挂线孔进行画印。松退架空线，使画印点落至地面，按耐张线夹的安装位置割线安装耐张线夹。然后令连接好的耐张线夹和耐张绝缘子串升空，再次收紧架空线，将绝缘子串挂向紧线的耐张型杆塔上。

观测弧垂　架空线的张力是通过架空线弧垂控制的。弧垂常指线档间架空线的最大垂度，对于一般的等高线档即档距中点的垂度。紧线时，依据设计部门提供的弧垂曲线或数据表，确定架空线的安装弧垂。观测弧垂的基本方法是在观测弧垂的线档两端杆塔悬挂点的垂直下方一定距离绑扎水平弧垂板，从一侧弧垂板用仪器或望远镜目测对面弧垂板，视线切割架空线边缘时，即达到规定的弧垂。具体方法有等长法、异长法、角度法和平视法四种。

（1）等长法。两端悬挂点与弧垂板的垂直距离均等于要求的弧垂。该法适用范围很大，当两悬挂点地上高度大于弧垂值且视线无阻时均可使用。

（2）异长法。两悬挂点与弧垂板的垂直距离不相等。设一端垂直距离为a，根据观测时要求的弧垂值f，按式（1）计算另一端的垂直距离b，即

$$b=(2\sqrt{f}-\sqrt{a})^2 \qquad (1)$$

当视线与导线的切点偏离档距中点不超过1/4档距时，可使用异长法。切点偏离档距中点过大时用异长法观测弧垂容易引起较大的误差。

（3）角度法。以异长法的计算公式为基础，可求出视线的角度值，按此角度利用经纬仪观测弧垂。其适用范围也与异长法的相同。

将经纬仪设在悬挂点下方时，视线的仰俯角为

$$\theta=\arctan\left(\frac{\pm h-4f+4\sqrt{af}}{l}\right) \qquad (2)$$

式中l为观测档的档距，m；h为观测档两悬挂点间的高差，观测档悬挂点较低时其前取＋，反之取－，m；f为观测时要求的弧垂，m；a为经纬仪仪镜与悬挂点间的高差，m。

（4）平视法。两侧杆塔上的弧垂板要求处于水平位置，用水准仪平视切架空线最低点的方法观测弧垂。平视法应求出观测档的大小平视弧垂，其值按下式计算，即

$$\left.\begin{aligned} f_1&=f\left(1+\frac{h}{4f}\right)^2\\ f_2&=f\left(1-\frac{h}{4f}\right)^2 \end{aligned}\right\} \qquad (3)$$

式中f_1为大平视弧垂，m；f_2为小平视弧垂，m。根据f_1或f_2选择仪器支点。对大档距不适于使用角度法且满足$h<4f$时，可使用平视法观测弧垂。

附件安装　紧线完毕并在紧线耐张型杆塔上挂线后，在直线型杆塔上安装架空线的悬垂线夹以及悬垂绝缘子串的均压屏蔽环或招弧角。在架空线上安装防振锤和间隔棒。在耐张型杆塔上安装耐张绝缘子串的均压屏蔽环或招弧角。在两侧耐张线夹之间安装跳线和跳线绝缘子串。

（1）安装悬垂线夹。在横担上悬挂双钩紧线器或链式紧线器，其下连提线器将导线提起，卸去放线滑车，在导线上缠绕铝包带或护线条，安装悬垂线夹并与绝缘子串下端的挂板连接好，放松链式紧线器，拆卸工具。悬垂线夹应安装在横担挂孔下方铅垂位置。对于连续倾斜的线档，悬垂线夹的安装点应按计算要求予以必要的移位。

（2）安装防振锤和间隔棒。防振锤可随线夹同时安装，其中心线与线夹出口之间的距离应符合设计要求。如无特殊要求，其结构面应保持铅垂向下。线档内分裂导线的间隔棒可乘坐飞车安装，其位置应符合规定的次档距长度要求。

（3）安装跳线。安装两耐张线夹之间导线的跳线时，必须使跳线与杆塔构件（包括脚钉、拉线以及与横担相连的第一片绝缘子的钢帽）的间隙不小于设计的限值。安装前，应取得跳线线长、跳线弧垂等数据。安装时做好比量调整，安装后进行整形和复查。跳线连接板必须严密结合，铝制连接板应先用汽油清洗再用钢丝刷清除涂有导电脂的接触面氧化铝薄膜。

张力架线法　在架线全过程中，导线脱离地面处于架空状态的架设施工办法。利用牵引机和张力机展放导线，使导线保持适当张力由杆塔上的放线滑车中通过，要求不接触地面。放线后可在牵引机场和张力机场临时锚线，拉紧、平衡挂线，张力架线可以防止地物磨伤导线，避免以后在运行中因导线表面不光洁而产生电晕现象，以减轻电力线路对附近无线电系统的干扰。张力架线施工效率较高，便于跨越江河和高山，并能减少施工过程对农作物的损坏，是今后架线施工的发展方向。张力架线法的主要工

序有张力放线、压接、紧线、观测弧垂、附件安装、平衡挂线等。光纤复合架空地线（OPGW）张力架线还有一些特殊要求。除压接、观测弧垂的作业方法和要求，张力架线法与传统架线法相同外，其余均有所不同。

张力放线　采取过渡牵引法展放导线，一般分为人工展放导引绳，以导引绳领放牵引绳，以牵引绳领放导线，临时锚定导线等步骤，如图2所示。

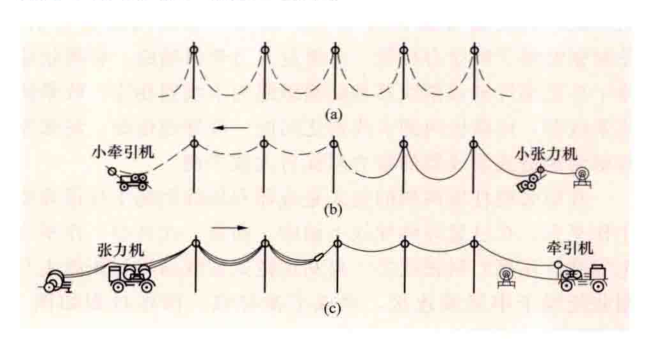


图2　张力放线示意图

(a) 人工展放导引绳；(b) 导引绳领放牵引绳；(c) 牵引绳领放导线

一般每相导线（含有若干根子导线）由一根牵引绳领放，其连接方式如图3所示。牵引板可导向，以便顺利通过滑车，使牵引绳及子导线各走其相应的滑轮。平衡锤可防止牵引板翻转。旋转连接器可释放导线随张力变化而产生的扭力。

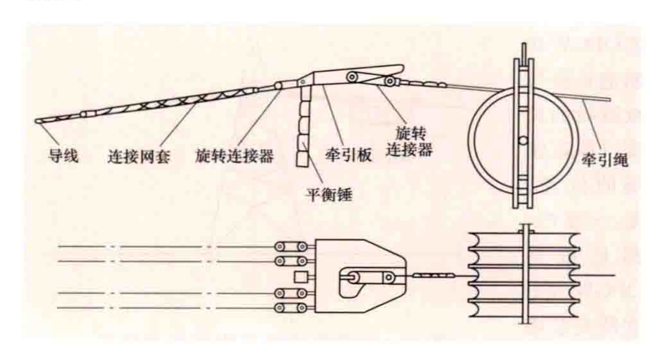


图3　牵引绳与4根子导线的连接

（1）放线机械。主要机械为牵引机和张力机。牵引机是放线的动力，张力机在放线过程中对架空线施加张力。牵引机控制放线速度，张力机控制放线张力，且能平稳调整与牵引机同步运转。在放线作业时，牵引机和张力机分别设置在放线区段的两端，它们需在远距离情况下配合工作，司机应配对讲机和监听器。

（2）放线滑车。张力放线的放线滑车，其构造应符合一定的技术标准，滑轮轮径对于导线直径的倍数须满足有关技术规定的要求。轮径过小除会使表面铝股伸长引起导线松股外，还会加重内层铝股被钢芯压伤。滑轮直径相同的情况下，导线通过滑车达15次以上时，松股和压伤情况显著增加。因此，导线通过滑车的理想次数为15次，最多不应超过20次。

（3）展放导引绳。一般在平地和山区等地形条件不十分复杂的情况下，采用人工展放导引绳。当跨越江河、峡谷、果园和经济作物区时，则采取特殊的方法展放导引绳，如采用充氢气球、追击炮、火箭、氦气飞艇、动力伞、直升机等展放导引绳。此外，跨越江河时还可采用拖船加垫船等方式展放导引绳。采用何种方法展放导引绳应因地制宜并视机具的使用条件及操作技术要求而定。

（4）放线作业。由于机牵引展放，放线区段不受耐张段及耐张型杆塔的限制。一个放线区段除包括多基直线型杆塔外，还可包括多基耐张型杆塔。一般情况下放线区段不超过8km。导线线轴集中在张力机场处，一轴放完时，接续另一轴，直至全区段放完（见图4）。然后将导线在两端机场处临时锚固于地（简称临锚），并用链式紧线器调节锚线张力，使导线与障碍物保持安全距离。



图4　张力架线（彭怀胜　摄）

放线时应选择适当的张力，使导线能脱离地面并保持一定的距离。个别不易脱离地面的线档，则在触地点设置滚轮或橡胶垫。一般放线张力不宜偏高，以免增大作业难度和导致导线内层铝股被钢芯压伤而使导线机械强度下降。

对于电力线路、铁路、公路等被跨障碍物，通常采用竹木脚手杆搭设越线架，并设置封顶防护网进行跨越放线。跨越较低电压的线路或电力线路停电作业时，可采用上述竹木越线架。而对于不能停电的重要电力线路，则采用特制的不停电跨越架，其架顶敷设尼龙防护网，或采用由悬吊式支撑系统与以芳纶（Keviar）绳的防护网系统组成的防护体系，进行不停电跨越电力线路张力放线。

压接　张力架线时架空线的连接作业方法和要求与传统架线的压接方法相同。传统架线的压接方法通常采用分散压接，张力架线采用集中压接。

（1）集中压接。架空线的压接工作集中在张力机场进行。由于这种压接方式的接续管势必通过多基杆塔的放线滑车，为防止接续管通过滑车时发生弯曲，在管外须安装保护钢甲，并在管两端以橡胶套保护导线。

（2）分散压接。适用于地形比较平缓地段导线的压接。放线时，先用连接网套将导线临时连接，耐张段内导线牵放完成后，将导线临时连接压至地面，拆除后正式压接导线接续管。这种压接方式，接续管可不通过滑车。

紧线　张力架线的放线区段不受耐张段的限制，紧线区段也可不受放线区段的限制，紧线动力一般不设在耐张型杆塔处，而设在直线型杆塔间的张力机场或牵引机场。因此紧线操作一般在直线型杆塔处进行，作业方法仍与传统架线法相同。视具体情况亦可在耐张型杆塔处紧线，并应结合挂线

操作进行。紧线区段示意如图5所示。

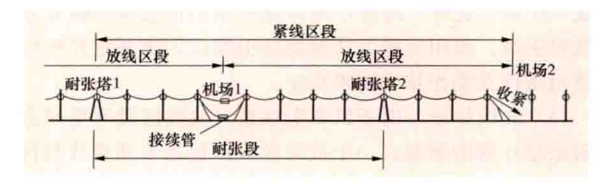


图5 紧线区段示意图

观测弧垂和附件安装 采用张力架线法紧线后的弧垂观测和附件安装的操作方法与传统架线法相同。

平衡挂线 紧线后，在耐线型杆塔上采用平衡挂线法挂线，即在挂线过程中，耐张型杆塔两侧同时承受导线张力，使杆塔不需设置临时补强拉线来保持平衡状态。平衡挂线按压接方式的不同分为地面压接的平衡挂线和高空压接的平衡挂线两类。

(1) 地面压接的平衡挂线。按对称锚线和平衡挂线两个步骤。

在耐张型杆塔两侧的画印点以外，不影响安装耐张线夹的适当距离导线上装设连有临锚钢绳的卡线器，利用链式紧线器收紧临锚钢绳使两侧导线临时锚定在横担上，而使两卡线器之间的一段导线松弛。耐张型杆塔两侧临锚钢绳的张力须保持大致平衡。

平衡挂线分为耐张绝缘子串与耐张线夹在地面连接（简称地面连接法）和在高空对接（简称高空对接法）两种方法。①地面连接法。将导线在两画印点之间切断，使之下垂地面，进行量尺、安装（压接）耐张线夹、安装耐张绝缘子串，再牵引挂线。操作过程如图6（a）所示。②高空对接法。将导线在两画印点之间切断，使之下垂地面，进行量尺，安装（压接）耐张线夹。然后在耐张型杆塔的横担两侧导线挂线点上，分别用绞磨悬挂耐张绝缘子串。每侧再利用滑车组实现耐张线夹与耐张绝缘子串尾端的空中对接，完成平衡挂线。操作过程如图6（b）所示。

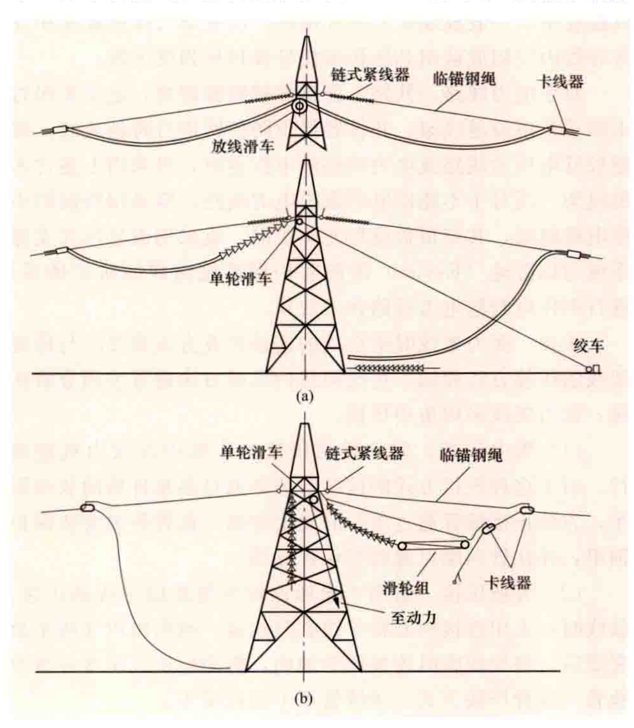


图6 地面压接的平衡挂线示意图
(a) 地面连接法；(b) 高空对接法

(2) 高空压接的平衡挂线。包括对称锚线和平衡挂线两个步骤。

在耐张杆塔横担两侧的导线挂点悬挂耐张绝缘子串，分别在两侧导线的适当位置装设卡线器，同时布置两套辅助牵引系统。其现场布置如图7（a）所示。先利用绞磨牵引，使耐张绝缘子串受力拉紧。再通过人力牵引辅助，将耐张绝缘子串尾端经链式紧线器和临锚钢绳与卡线器相连。收紧链式紧线器，使横担两侧卡线器之间的一段导线松弛。耐张型杆塔两侧链式紧线器的张力须保持大致平衡。

在耐张型杆塔两侧的链式紧线器和锚线钢绳上挂设高空工作平台。在已紧好的导线上画印、断线。在高空工作平台上安装（压接）耐张线夹。再利用链式紧线器将耐张线夹与耐张绝缘子串尾端连接，完成平衡挂线。操作过程如图7(b)所示。

光纤复合架空地线张力架线 OPGW架线工艺的特殊要求：①从到货至施工完毕，对光纤复合地线的传输衰减系数及长度须测试4次，以分清制造、运输和施工各环节应承担的责任。②OPGW的制造长度与放线段的长度（即牵张场的位置）是一致的，都是根据OPGW接线盒所安装塔的位置而定，放线时务必对应安排。③放线滑车为单轮，其槽底直径不小于OPGW直径的40倍，并不小于500mm，轮槽采用挂胶或其他韧性材料。每个滑车上OPGW的包角不应大于60°。④放线时导引绳通过特制牵引板（双重锤式防扭鞭）与OPGW端已压接好的牵引线夹相连。⑤张力机卷筒直径应不小于OPGW直径的70倍并不小于1.0m。⑥确保OPGW的弯曲直径在0.5m以上。⑦OPGW的锚线、提线、紧线、挂线及接续均使用专用工具或设备，并按规定进行操作。

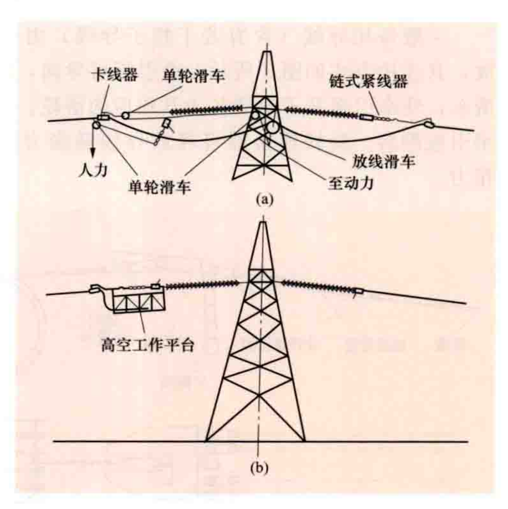


图7 高空压接的平衡挂线示意图
(a) 对称锚线；(b) 平衡挂线

架线施工机具 放线机具包括传统放线机具和张力放线机具。传统放线机具重要的有专用牵引机具、导线压接机和放线滑车；张力放线机具除导线压接机、放线滑车及其他小型专用工具外，重要的还有牵引机、张力机等。紧线机具除卡线器等小型专用工具外，重要的还有轻型机动绞磨等。附件安装机具除双钩紧线器、链式紧线器、提线器等小型专用工具外，还有飞车等。

牵引机 通过牵引钢丝绳牵引导线的机械。根据传动方

式的不同，可分为液压传动、液力传动和机械传动三种形式。图 8 是液压传动牵引机的结构示意图，它由原动机、液压泵、液压控制回路、液压电动机、控制器、主减速器、末级减速器和双摩擦牵引卷筒等组成。工作原理是原动机驱动液压泵输出压力油供给液压电动机，经主减速器及末级减速器减速后带动双摩擦卷筒卷绕钢丝绳进行牵引作业。牵引力与液压电动机进口处的液压油压力成正比，牵引速度与输入液压电动机的液压油流量成正比，故该牵引机能通过液压油流量的调节无级地控制牵引力和牵引速度的大小。

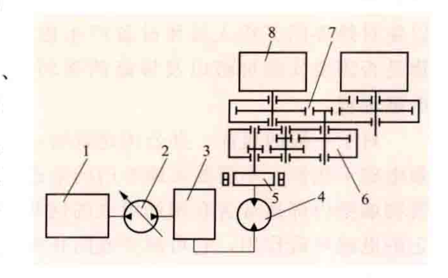


图 8　液压传动牵引机示意图

1—原动机；2—液压泵；3—液压控制回路；4—液压电动机；5—制动器；6—主减速器；7—末级减速器；8—双摩擦牵引卷筒

液力传动牵引机由液力传动箱代替上述包括液压泵、液压电动机在内的液压系统，其余部分结构基本相同。液力传动箱又由液力变矩器和能自动换档的多档变速箱组成。液力变矩器对负载有自动适应的性能，当牵引阻力增加时能自动降低转速、增大输出扭矩，反之能自动增大转速、减小输出扭矩。液力变矩器与多档变速箱联合使用，便使牵引力和牵引速度有很大的调节范围。

机械传动牵引机由摩擦离合器和多档齿轮变速箱代替上述液力传动箱。由于机械传动牵引机的变速和变向是依靠齿轮变速箱换档操作来实现的，故这种牵引机只能有级变速，且变速时还必须先制定牵引卷筒，然后松开摩擦离合器，才能进行换档操作。机械传动牵引机的技术性能不及液压和液力传动的牵引机，但其结构简单，造价较低，适用于一般小型牵引。

张力机　在展放导线时，使导线保持一定张紧力，从而避免触及地面及跨越物的机械。根据制动张力的产生方式，张力机可分为液压制动、机械摩擦制动、电磁制动和空气压缩制动等几种形式。根据张力机一次同时展放导线的根数，又分单导线、双导线、四导线和六导线四种型式。图 9 是液压制动张力机的结构示意图。它由双摩擦放线卷筒、增速器、液压电动机（作液压泵运转）、溢流阀、散热器和补油泵等组成。制动张力产生的原理是导线带动放线卷筒转动，经增速后驱动液压油泵转动，输出液压油，经溢流阀节流时，产生阻力矩，使导线产生张紧力，节流后的油液温度增高，经散热器散热后再回到液压油泵入口处。制动张力的大小是通过溢流阀调节液压泵出口处的压力来实现的，它能实现张力的无级调节。因张力机在放线过程中始终处于被动状态，故放线速度的大小决定于牵引速度的大小。由于液压传动系统的起动快、工作平稳等特点，使张力机的液压泵能较好地跟踪适应牵引速度的变化，保持导线的恒定张力和平稳运动。

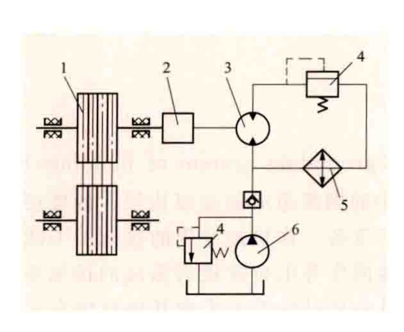


图 9　液压制动张力机的结构示意图

1—双摩擦放线卷筒；2—增速器；3—液压电动机；4—溢流阀；5—散热器；6—补油泵

机械摩擦制动张力机通过机械摩擦产生阻力矩。这种张力机放线卷筒直接和摩擦盘（或制动鼓）连动，放线卷筒被拉转动时，摩擦盘亦同时转动，由制动盘和固定摩擦片组成的摩擦副产生阻力矩，阻碍放线卷筒转动，使导线产生张力。张力的大小与施加在摩擦片上的正压力大小成正比。摩擦产生的热量通过专门的散热装置或自然冷却耗散于空气中。在采用具有稳定摩擦系数的摩擦材料时，其性能同液压传动张力机相似，但其结构简单，维护方便。

导线压接机　对导线接头进行压接的机械。压接接头应有良好的质量，其机械强度、电气性能应基本与导线相同。导线压接机由液压泵（手动或机动）、高压胶管、类似千斤顶的压接机体和压接模具四大部分组成。图 10 所示为压接机工作原理图。其工作原理为由液压泵输出的压力油，经高压胶管进入压接机体，推动活塞使下靠模上移。因压接机体上压盖同缸体借助螺纹或斜齿咬口固定在一起，使上靠模固定不动，故下靠模上移就压缩接续管或耐张线夹，从而完成压接工作。压接机的压接模具根据导线截面积大小有相应的规格，模口的形状一般为正六角形。

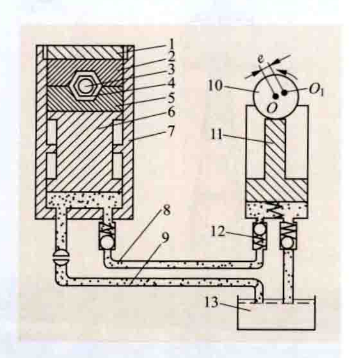


图 10　压接机工作原理图

1—上压盖；2—上靠模；3—上压模；4—下压模；5—下靠模；6—活塞；7—缸体；8—高压软管；9—回油管；10—偏心轮；11—柱塞；12—单向阀；13—油箱

放线滑车　挂于放线段内各杆塔上用以支承导线使之顺利展放的工具。根据一次供同时展放导线的数目，放线滑车有单轮、三轮、五轮、七轮和九轮等类型，其中三轮滑车用于架设二分裂导线，五轮滑车用于架设四分裂导线，七轮滑车用于架设六分裂导线，九轮滑车用于架设八分裂导线。放线滑车的中央轮用于通过牵引钢丝绳，对称分布于中央轮两侧的侧轮用于通过导线。同时可同相使用三轮滑车与五轮滑车组合，进行一牵二与一牵四架线，完成六分裂导线的架线施工；亦可同相使用五轮滑车与五轮滑车组合，进行一牵三与一牵三架线，完成六分裂导线的架线施工。为保护导线不被磨伤，导线轮的表面还衬有氯丁橡胶或聚氨酯橡胶等衬垫材料，或者用 MC 尼龙制作。全部轮子都通过滚动轴承安装在心轴上，心轴两侧由框架支承，框架上部经联板用销轴连接吊挂于绝缘子串下部。

导线轮直径和被展放导线直径的比值称倍率比。倍率比的大小，对放线滑车的性能和导线的展放质量影响很大。倍率比太小，会增加导线线股层间摩擦弯曲和拉伸作用，导致导线变形、内层线股表面磨伤等现象。滑车回转阻力也有增加。中国放线滑车的倍率比一般取 20 左右。

飞车　吊挂在导线上并以导线为轨道、由人力或动力装置驱动行轮使之在导线上行驶的工具。由于飞车在通过金具

串时相对比较困难，实际上工程应用较少，作业人员仍然采用人工在导线上行走的办法进行作业。

架线工艺的发展趋势 中国输电线路随着大容量、远距离的特高压线路技术的发展，线路走廊越来越复杂，导线的截面已达 $1000mm^2$，导线的分裂数已达八分裂之多，架线工艺的发展亦得到相应的发展，主要体现在导引绳的展放工艺和牵张力增大所带来的工艺上的变化。

导引绳的展放工艺发展 近年来随着线路走廊内的跨越物如电力线、高速铁路、高速公路等越来越多，原来的导引绳展放工艺已不适应张力架线的需要，而较多采用飞行器进行展放导引绳，如飞艇、动力伞、无人直升机（见图 11）等。首先，由于飞行器的动力受到限制，只能利用飞行器展放一根直径很小的初级纤维导引绳（如 $\phi1\sim\phi2$mm 迪尼玛绳或杜邦丝绳）；然后，利用此初级导引绳带张力牵放直径略大的次级导引绳（如 $\phi5\sim\phi6$mm 迪尼玛绳或杜邦丝绳）；再利用次级导引绳牵放多根相应直径纤维导引绳，在铁塔滑车上进行高空分相工作，将多根纤维导引绳挪移至相应的滑车中；最后，利用分相后的纤维导引绳牵引相应的钢丝导引绳，完成导引绳的展放工作。在这个作业过程中，所有绳索均悬空展放，避免或减少了被跨越物对导引展放工作的影响。在导引绳逐级展放中，需针对档距、高差、被跨越物的高度，进行计算选取合适纤维导引绳。作业人员需加强监护，防止纤维导引绳受到障碍物的摩擦产生热量，导致纤维绳强度降低或断裂。

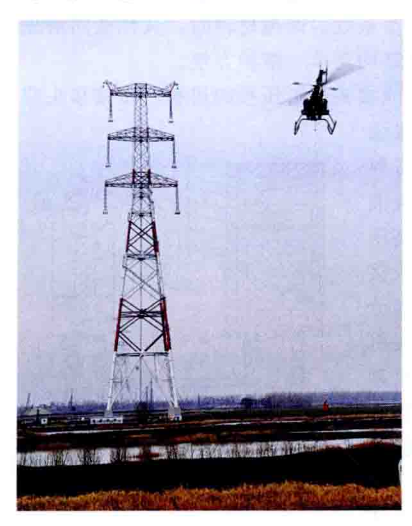


图 11 利用直升飞机展放导引线
（张龙跃 摄）

牵张力增大所带来的工艺上的变化 由于导线截面逐渐增大，单根导线的张力已达 34.3～49kN，中国最大能力的四线张力机为 25t，对超过四分裂导线的线路显然是不能满足要求；另一方面，中国最大牵引能力的牵引机为 32～38t，同样不能满足要求；相应的牵引绳、专用连接器等专用工具同样存在问题。近年来，随着特高压线路施工技术的不断进步，工程技术人员将多分裂导线拆分成几部分进行张力架线，如采用将六分裂拆分成四分裂与二分裂或三个二分裂、将八分裂拆分成两个四分裂等方法，大大降低了牵张设备的出力，降低了牵引绳及各类专用连接器的受力，提高了工器具的安全性和适用性。拆分后的部分在架线时要求做到基本同步进行展放。同相导线使用相应的放线滑车，要求同相放线滑车的悬挂高度相同，减少同相子导线产生的弧垂误差。

jianzhuwu de diancipingbi

建筑物的电磁屏蔽 (electromagnetic shielding of buildings)

为加强建筑物电磁屏蔽效能而对建筑物采取的专门技术措施。建筑物电磁屏蔽的作用有两方面：①防止外部电磁场透射到建筑物内，以减小对内部工作人员和设备的影响和干扰；②抑制内部强电磁场泄漏到建筑物外，以免对外界的工作人员和设备产生影响和干扰。一个建筑物是否需要实施屏蔽以及屏蔽的强弱程度取决于其所处的电磁环境。

对于一般的居住、办公用建筑物，其周围和内部均没有强电磁干扰源，不需要实施专门的电磁屏蔽措施。然而，建筑物墙壁内部通常含有钢筋组成的网状构架，其自身具有一定的电磁屏蔽作用，它可减少或防止外界电磁场对建筑物内部的渗透。建筑物内部的钢筋构架形成了一个稀疏的网状金属屏蔽笼，这种金属屏蔽笼也称法拉第笼（Faraday Cage），具有一定的静电屏蔽作用。当交变电磁场透入屏蔽笼时，屏蔽笼各网孔中将产生感应电流，由感应电流产生的电磁场与外界电磁场方向相反，使屏蔽笼内部的合成电磁场强度小于外界电磁场强度，起到了交变电磁场屏蔽作用。但是由于建筑物内部的钢筋网形成的屏蔽笼非常稀疏，网孔很大，对外界交变电磁场只具备微弱的屏蔽效能，试验表明这种屏蔽效能约在 3dB 左右。

对于处于强电磁环境中的建筑物，如高压变电站内的保护小室、内部含有强电磁干扰源的建筑物、高压直流输电换流站的阀厅等，必须采取专门的屏蔽措施以加强电磁屏蔽效能。根据现有高电压试验室、变电站保护小室及换流站阀厅的实测结果或模型试验结果，可以给出 4 种专门屏蔽措施所对应的屏蔽效能为：①建筑物四周及顶部用金属网屏蔽时的屏蔽效能为 30～35dB。②建筑物四周及顶部、地下均用金属网屏蔽时的屏蔽效能为 40～45dB。③建筑物四周及顶部采用金属板，地下采用金属网屏蔽时的屏蔽效能为 50～55dB。④建筑物采用双层屏蔽，内层在四周及顶部采用金属网，外层在四周及顶部和地下均采用金属网屏蔽时的屏蔽效能可达到 75dB。

此外，还应对建筑物墙壁上的窗户、通风孔、门缝及线缆穿孔等电磁泄漏部位采取适当的电磁屏蔽措施。窗户部位的电磁屏蔽可以通过加铺金属网或导电玻璃来实施。通风部位的电磁屏蔽可以选用孔阵金属板、金属网或截止波导管阵列。对于门缝及线缆穿孔等接缝部位，可采取加装导电衬垫、金属弹片或搭接等措施加强缝隙两侧的导电连续性。各部位的电磁屏蔽结构之间也应保持良好的导电连续性。

一般说来，建筑物对恒定磁场没有屏蔽作用。若需要屏蔽恒定磁场，可选用高磁导率的铁、镍钢或坡莫合金等材料制成的金属板。

jianzhuwu jiedi xitong

建筑物接地系统 (grounding system of buildings)

建筑物墙壁、骨架中的钢筋组成的金属构架、各楼层接地均压带以及某些电子设备工作接地专用的接地引下线和建筑物地下的金属接地网作等电位连接后形成的接地系统。建筑物接地的主要目的是引导雷电流或其他原因在金属构架上形成的强电流安全泄放入地，并使相邻导体间的电位基本相等，以免强电流造成的高电位差引起较强的电磁干扰，从而导致设备损坏和人身伤亡。另外，对于一个内部装有敏感电子设备的建筑物，接地还为这些设备提供

稳定的参考地电位。

建筑物接地网　敷设于建筑物下面与大地直接接触的由水平和垂直接地极构成的网格状金属物。它为建筑物提供可靠的地电位，并在建筑物遭受雷击时，使雷电流能通过较大面积的接地网顺畅地泄入大地，不产生危险的跨步电压和接触电压。接地网一般采用扁钢水平敷设成网格，并与垂直接地极焊成一体。一般高层建筑，利用建筑物内部钢筋自然接地已可满足各种要求，对接地电阻没有特别规定。电力系统中的通信调度大楼，按防雷要求，其接地网的接地电阻应小于1Ω。

防雷接地与均压　连接建筑物顶端四周敷设有钢筋或扁钢构成的连续的雷电接闪带。接闪带与建筑物骨架或墙壁中的钢筋多点焊接，形成一体。建筑物各楼层四周墙壁的底部或地板上以及机架、机柜底部还设有均压带。机架、机柜直接用螺栓固定在均压带上。墙壁四周的均压带一般采用扁钢，机架、机柜底部的均压带用角钢或其他型钢。均压带与各楼层墙壁内或地板中的钢筋采用多点焊接方式作等电位连接。

处于建筑物顶端的通信天线的金属构架的四周在其下端与建筑物骨架中的钢筋相连，为天线引线电缆外皮或微波天线波导管提供防雷接地。建筑物外独立构架上无线通信用室外天线的馈线外皮或微波天线的波导管两端均在架设天线的铁塔上就近接地，馈线最好由接近地面处引入室内，馈线外皮再次就近接地，甚至先埋入地下，外皮与地网连接，然后折向上方，将馈线接入收发机。在接入收发机前，馈线外皮还将与机架相连。这样，当天线遭到雷击时，雷电流绝大部分先经铁塔泄放入地，而只有很小部分再经由机房接地网或均压带和机架分流入地，使流经馈线外皮或微波天线波导管的雷电流减至最小，以减轻干扰，并保证通信设备、馈线和接地金属带的电位同步升高，避免反击。

专用接地引下线是为了减少建筑物内部弱电设备遭受干扰的程度，建筑物内部一般在有关楼层为这些弱电设备敷设专用的接地母线，敏感的电子设备（或系统）本身的工作地应连接在最接近的专用接地母线上。该母线经专用的接地引下线与接地网相连，以保持参考电位的稳定。接地引下线的截面应足够大，这些线被穿入钢管中引到建筑物地下的接地网，直接连接在该建筑物的地网结点上。除接地点外，接地引下线之间以及接地引下线与钢管之间均绝缘。穿接地引下线的钢管在经过的所有楼层均与楼层地板中的钢筋以及均压带焊接在一起，这样做可使钢管和接地引下线的电位在雷击时随各楼层的电位同步升高，并使各接地引下线中不流过雷电流。接地引下线最好从建筑物的中间部位引下，不要沿建筑物外侧墙壁直接引下接地，因为从建筑物中间部位引下，可使雷电流流经钢管的分量最小，有利于钢管对接地引下线的电磁屏蔽。

为弱电设备专设的接地引下线不应引出建筑物本身的接地网进行单独接地。因为当雷击建筑物时，雷电流将使建筑物的接地网电位升高，而接地引下线的单独接地电位升高甚微，导致电子设备与墙壁或建筑物骨架钢筋之间形成很高的电位差，很可能造成设备损坏甚至人员伤亡。但若有必要将建筑物内某些电子设备的接地线引出建筑物外单独接地时，应在接地线与建筑物的钢筋之间装设具有规定性能的过电压保护装置，以保证两个地的电位差对设备、人员无害。同理，建筑物各层的电子设备之间，外界的信息传输线和电源线与建筑物之间应装设隔离装置。

配电系统中380V交流电源的中性线仅在配电变压器处接地，不得在任何其他位置与建筑物接地体连接。这样，不平衡电流将只通过中性线返回变压器中性点，三相相线与中性线中的电流之和恰好为零，对电子设备不产生工频电磁干扰。三相电源线和中性线穿过钢管引到建筑物各层，钢管与接地网以及各层地板中的钢筋和均压带分别就近相接。

jiaolian juyixi dianlan

交联聚乙烯电缆

交联聚乙烯电缆　(cross-linked polyethylene insulated cable)　用物理或化学方法将聚乙烯材料分子链从线型结构转变为体型结构（三维网状结构）后作为绝缘的一种挤包绝缘电缆，简称XLPE电缆。交联聚乙烯电缆可用在各种电压等级的电力电缆线路中。

特点　交联聚乙烯电缆（见图1）几乎完全保持聚乙烯电缆原有的电气性能，即击穿强度高、绝缘电阻系数大、介电常数小、介质损耗因数低等，并且由于交链状分子结构，使其具有较高的耐热性和耐老化性能。因此，交联聚乙烯电缆的长期允许工作温度可达90℃，允许过载温度为105～130℃，允许短路温度为250℃。图2为交流电缆断面图。

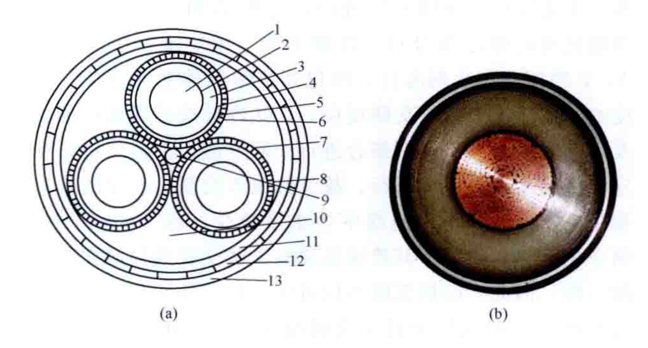


图1　交联聚乙烯电缆结构

(a) 三芯交联电缆示意图；(b) 500kV单芯交联聚乙烯电缆

1—线芯；2—线芯屏蔽；3—交联聚乙烯绝缘；4—绝缘屏蔽；5—保护带；6—铜丝屏蔽；7—螺旋铜带；8—塑料带；9—中心填芯；10—填料；11—内护套；12—铠装层；13—外护层

聚乙烯材料交联方法　对聚乙烯材料进行交联的方法有物理交联、化学交联两大类。

物理交联　又称辐照交联，用高能粒子射线（如或射线）或电子束照射聚乙烯使其交联。物理交联多用于绝缘层较薄的电缆。

化学交联　在聚乙烯绝缘材料中加入少量的过氧化物（简称DCP交联剂）和抗老化剂在一定温度下进行交联。化学交联又分为蒸汽交联、干法交联和硅烷交联等不同的交联方法。

图2　交流电缆断面图

(1) 蒸汽交联。在硫化管中用

蒸汽作为加热和加压媒质的交联方法，也称湿式交联。在交联过程中，过氧化物达到分解温度后，会产生挥发性气体，如甲烷、乙烷、水蒸气等。这些气体在绝缘中能形成直径为0.001～0.01mm的微孔，数量为10^5个/mm^3，含水量可达2000～4000ppm。为了使微孔的尺寸保持在可接受的水平，需要提高蒸汽的压力（1～1.5MPa）。为了使过氧化物全部分解，交联过程还需要足够的时间。因此，硫化管要有一定的长度，一般为70～100m（管径为200～250mm）。交联度取决于加热温度和反应时间，当挤压线速度和温度保持不变时，交联度就取决于硫化管的长度，且越长越经济，如有的硫化管长度为150～200m。这种交联工艺因含水量高，使绝缘的电气强度降低，在电场作用下容易产生水树枝，导致绝缘老化而击穿。因此它只适用于生产电压较低的交联聚乙烯电缆。

(2) 干法交联。用气体如氮气或六氟化硫气体代替蒸汽作为传热和传压的媒质，或用气体作为压力媒质而用辐射方法加热电缆绝缘促使交联的方法。用干法交联可使绝缘中的微孔数减少到（1.5～2）×10^3个/mm^3，含水量降低到（200～250）×10^{-9}。因此绝缘的电气强度比蒸汽交联的提高了20%以上，适用于生产较高电压等级的交联聚乙烯电缆。

(3) 硅烷交联。以少量过氧化物（0.1%DCP）用硅烷触媒剂混入聚乙烯绝缘材料中代替湿式或干法交联的加高温和加高压，使聚乙烯在水中交联的方法。硅烷交联方法有两种，即两步法及一步法：①两步法。第一步，把不饱和硅烷分子（乙烯基三甲氧基硅烷）利用有机过氧化物（DCP）作为引发剂接枝到热塑性聚乙烯分子链上，形成了活性硅烷基。上述反应在绝缘料厂进行，简称A料。绝缘料厂提供含催化剂的聚乙烯母料，简称B料。第二步，在电缆厂将A、B料按一定比例混合、挤包到电缆导体上，并在一定温度的水或蒸汽中进行交联反应，即活性硅烷乙烯基在催化剂及水存在的条件下水解缩合进行交联反应。上述反应是在一定温度的水或蒸汽中进行，故又称温水交联。该交联反应过程是吸水反应，所以绝缘中含水量极少，仅200ppm左右，属于干法交联范畴，其绝缘品质和干法交联或辐照交联绝缘的一样。因此，硅烷交联不仅可生产1～35kV交联电缆，还可生产72～110kV中高压交联电缆。②一步法。将材料接枝工艺和挤包电缆一次完成。该法的优点是生产工艺稳定，不存在材料贮存期问题，但是生产线投资较高。

常用交联生产线 包括物理交联生产线和化学交联生产线。物理交联生产线应用范围较窄，实际生产应用多采用化学交联生产线。化学交联生产线主要有悬链式连续硫化、垂直式连续硫化和水平式连续硫化三类。

悬链式连续硫化 硫化管自上而下成悬链式布置，在管中完成交联过程，简称CCV。这是早期交联电缆的生产线。因为绝缘层在交联反应前未能全部固化，又由于自重的原因绝缘容易产生偏心。因此一般只生产绝缘层外径小于50mm的交联聚乙烯电缆。

垂直式连续硫化 硫化管自上而下成垂直线布置，在管中完成交联过程，简称VCV。这种生产线避免了悬链式布置产生偏心或擦伤绝缘的缺点。因此适用于生产绝缘层外径较大（30～150mm）的交联聚乙烯电缆，其生产线速度可达1～30m/min。因为交联过程需要有一定时间，硫化管必须达到一定的长度，支持硫化管就需要特殊设计的装备。

水平式连续硫化 硫化管水平放置，用长承模在高温高压下进行交联，简称HCV。按通过长承模所采用的润滑剂或辅助剂不同，水平式交联又有阿纳康达交联、长承模交联等。水平式交联可保证电缆芯直线移动而不经受弯曲，这就满足了制造大截面导体交联电缆的要求。又因为加热交联与冷却区段是分开的，不会有水分渗入或扩散到绝缘内。因此绝缘近于干燥无微孔，并且电缆外径相当精确，同心度好。因为加热区和冷却区可以分开控制，交联温度可以控制在接近于聚乙烯热老化的临界温度，这样就可加快生产速度和缩小交联设备尺寸。

常见问题及解决方法 交联聚乙烯电缆在制造过程中遇到的主要质量问题有缺陷、树枝、热应力三类。

缺陷 在绝缘层中存在微孔、杂质和半导电凸起，这是影响绝缘性能的重要因素。如将杂质大小由50μm降低到10μm，则绝缘的工频击穿强度可提高50%。因此，随着电压等级的增高，对缺陷的要求亦越为严格。日本、美国对交联聚乙烯电缆绝缘缺陷的规定如表所示。

日本、美国的交联聚乙烯绝缘缺陷规定表

额定电压(kV)	5～35	66	154	275	500
微孔(μm，不大于)	75	50	50	30	20
烧焦树脂(μm，不大于)	1250	250	250	250	80
金属或炭黑(μm，不大于)	125	100	100	100	80
半导电层凸起(μm，不大于)	125	250	250	250	50

树枝 从显微镜中可以观察到的在交联聚乙烯电缆绝缘层中的气隙、杂质或水分以及屏蔽层和绝缘层之间表面不均匀等树枝状缺陷。在电场作用下产生局部放电，会导致绝缘老化而击穿。树枝的形成因其起因不同，又分为电树枝、化学树枝和水树枝。

(1) 电树枝。在绝缘层中由于过高的集中场强（如导线表面的毛刺或凸起，绝缘层中夹杂有金属粉末等）引起的局部放电，导致绝缘呈树枝状老化而击穿。如果采用内、外屏蔽层和绝缘层三层同时挤出的方法并使用超纯原材料且规定绝缘层厚度，在正常运行电压下，可以避免电树枝的产生。

(2) 化学树枝。没有金属密封护套的交联电缆，如果敷设在含有酸或碱的土壤中，日久后土壤中的化学溶液渗透至电缆绝缘内部，形成灌木状树枝导致绝缘老化而击穿。金属密封护套可以隔断化学溶液渗透途径，从而防止化学树枝的形成。

(3) 水树枝。以蒸汽或硅烷交联的电缆，其绝缘中存有凝结水，或因外界周围的水分自护层或导体的股线间侵入绝缘内，在电场和温度的作用下导致树枝状老化而击穿。

热应力 交联生产过程中温度降低时由于绝缘材料晶体两相热膨胀系数不同，弹性模量不同及不均匀的加热温度使绝缘材料收缩变形受到约束时产生的内应力。交联聚乙烯绝缘是一种半结晶半无定形片状交叉结构，由于热应力在结晶本身或无定形体界面上形成了裂缝，该裂缝就可以在直流电场下聚集空间电荷，如极性变化或反转时，可以在很低的电压下被击穿。采用热引力消除装置，改善交联工艺，降低挤出机的机筒温度及改进产品结构，可以减少绝缘热应力。

(1) 采用热应力消除装置。是将冷却后的电缆再加热到结晶熔化温度，从而消除绝缘中的热应力，可提高电缆绝缘冲击强度。在20世纪80年代，电缆厂采用烘房退火消除热

应力，也有明显的效果。

(2) 改善交联工艺。适当降低绝缘表面交联温度，提高预冷却管道长度。35kV 及以下电缆绝缘表面不得超过 275℃，66kV 及以上电缆为 250～275℃，采用计算机软件控制生产速度，使绝缘缓慢地冷却并向导体中心收缩，绝缘和导体间产生压应力，使绝缘油压紧导体，从而增加绝缘相对导体位移时的摩擦力。

(3) 降低挤出机的机筒温度。提高螺杆压力，使绝缘挤出后有较高的密实程度，既减少了热膨胀，又减小了微孔尺寸，使导体预热后可适当降低交联温度，改善绝缘内的温度分布，从而降低了热应力。

(4) 改进产品结构。适当增加内外半导电层厚度，将外半导电层做成可压缩的缓冲层，可以较迅速地吸收绝缘的径向热膨胀。

发展 交联聚乙烯电缆（见图 3）自 20 世纪 50 年代起发展较为迅速，尤其在日本、瑞典、美国等国家发展很快，它不仅在中、低压电压等级范围内已取代油浸纸绝缘电缆，而且在 110kV 以上电压等级也大量应用，如瑞典的 245kV 系统、日本的 275kV 系统、欧洲 400kV 系统。20 世纪 80 年代日本生产世界第一根 500kV 交联聚乙烯电缆，投入抽水蓄能电站运行；90 年代，日本进行了 500kV 交联聚乙烯电缆及附件的高电场热循环长期老化试验，证实 500kV 交联电缆及附件具有良好的长期运行可靠性；2000 年 11 月 21 日，世界上首条 500kV 长距离电缆线路正式在日本东京电力公司投入运行，线路长度约 39.8km。在中国，交联聚乙烯电缆的发展也非常迅速。在 110～220kV 电压等级范围内已取代了油浸纸绝缘电缆，在 500kV 电压等级交联聚乙烯电缆也得到了初步应用。2010 年 3 月 20 日，连接中国首座 500kV 地下变电站的两条 500kV 电缆线路正式投入运行（见上海三林—静安 500kV 交流电缆工程），线路长度约 15.6km。



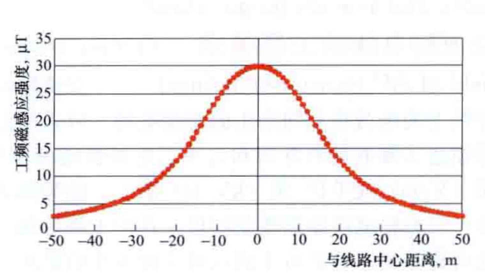
图 3　各种交联电缆

jiaoliu shudian xianlu gongpin cichang

交流输电线路工频磁场

(power frequency magnetic field of AC transmission lines)　交流输电线路运行时导体中流动的负荷电流在空间产生的交变磁场。可采用磁场强度或磁感应强度矢量来描述工频磁场的方向和大小，磁场强度的单位为安/米（A/m），磁感应强度的单位为特（T）。在日常生活中遇到的磁场，通常是毫特（mT）或微特（μT）级。在空气中，1A/m 的磁场强度相当于 1.257μT 的磁感应强度。

分布　三相交流输电线路周围空间任一点的工频磁场与工频电场相似（见交流输电线路工频电场）。典型 500kV 单回三相交流输电线路离地面 1.5m 高处的工频磁场横向分布如图所示。



工频磁场横向分布（电流 2020A，导线对地最小高度 14m）

影响因素　交流输电线路下方工频磁场的大小主要取决于线路电流的大小、导线的架设高度、导线的排列方式以及导线之间的距离等。

(1) 相同条件下线路电流越大，线下工频磁场越大。

(2) 增加导线的架设高度，可以减小工频磁场。当导线对地高度较低时可显著减小工频磁场，超过一定高度后则减小的幅度很小。

(3) 在线路附近空间产生的三相工频磁场具有相互抵消的效应。合理布置导线的相序和相间距离可以减小线路附近空间的工频磁场。

屏蔽工频磁场要比屏蔽工频电场困难得多，原因是工频磁场很容易穿透大多数物体如建筑物等，而且一般物体对工频磁场几乎无畸变。

计算方法　计算交流输电线路工频磁场和计算交流输电线路工频电场的方法类似，可用镜像电流来代替地中的分散电流，所不同的是镜像电流的位置一般距地面很深，其深度 d 为（见交流输电线路工频电场）

$$d = 660\sqrt{\frac{\rho}{f}}$$

式中 ρ 为大地电阻率，Ω · m；f 为交流输电线路的工作频率，Hz。由于镜像电流很深，故在很多情况下可不考虑镜像电流的存在，只考虑空间导线电流的效应即可。计算时先按各相导线的电流计算出空间某点磁感应强度的垂直分量和水平分量，然后进行合成求该点磁感应强度最大值，求解方法与工频电场相同。（见交流输电线路工频电场）

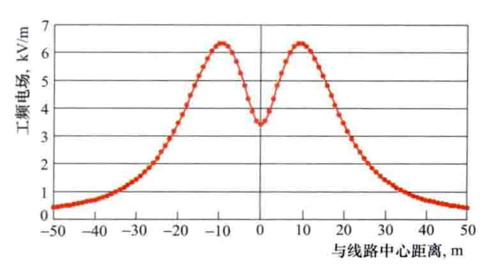
测量原理　测量交流输电线路下方工频磁场的常用方法有交流电压表法和特斯拉（或高斯）计法。交流电压表法测量时将多匝线圈探头置于被测的工频磁场中，由于交变的磁通穿过探头线圈而在线圈的两端感应出一电动势；根据该电动势及其他相关参数便可计算出相应的磁通量，从而确定工频磁场的磁感应强度大小。特斯拉计法测量时将装有矩形片状半导体的霍尔元件的霍尔探头置于被测的工频磁场中，使交变的磁通穿过霍尔元件平面；当在垂直磁通的方向对元件通以电流时，则会在元件与磁通、电流均互为垂直的方向上感生出霍尔电压；根据该电流、电压及其他相关参数便可算出相应工频磁场的磁感应强度大小。

限值　中国采用世界卫生组织（World Health Organization，WHO）推荐的国际非电离辐射防护委员会（ICNIRP）于 1998 年制定的《限制时变电场、磁场和电磁场（300GHz 以下）曝露的导则》要求，将限制值 0.1mT 作为交流输电线路工频磁场的磁感应强度限值，这与中国环境评价标准中对居民区的工频磁场的限值相同。

jiaoliu shudian xianlu gongpin dianchang

交流输电线路工频电场 (power frequency electric field of AC transmission lines) 交流输电线路运行时导线上的电荷在空间产生的交变电场。可采用电场强度矢量来描述工频电场的方向和大小，电场强度的单位通常用伏/米（V/m）或千伏/米（kV/m）表示。除导线表面和地表面外，三相输电线路周围空间任一点的工频电场是一随时间变化的旋转场。这是由于该点对三相导线的距离不等，且三相导线上按正弦变化的电荷相互间有120°相角差，分别在该点产生的三个大小和方向不同、时间上又有120°相角差的电场分量合成的结果。该旋转场可用一旋转矢量来表示，矢量的大小和方向随时间的不同而改变，它在某一方向有一最大值，垂直于最大值方向有一最小值。该矢量的旋转轨迹为一椭圆。一般采用与最大电场强度 E_{max} 及最小电场强度 E_{min} 成比例的两个矢量来表示，它在某一方向上的投影，按时间展开则为一正弦波。

分布 交流输电线路导线在档距内的弧垂是按悬链线变化的，因此沿线路方向不同距离处导线对地高度是不同的，相应该处的各个横向截面内的工频电场分布也不相同。由于整个档距内，档距中央导线弧垂最大，导线对地高度最小，线路下电场强度最大，故工程上常用档距中央的横向截面内的电场强度分布来表征交流输电线路的工频电场分布。典型500kV单回三相交流输电线路离地面1.5m高处的工频电场横向分布如图所示。



工频电场横向分布（导线对地最小高度14m）

影响因素 交流输电线路下方工频电场的大小主要取决于线路电压的高低、导线的架设高度、导线的排列方式以及导线之间的距离等。

(1) 相同条件下线路电压越高，线下工频电场越大。

(2) 增大导线的架设高度，可以减小工频电场。当导线对地高度较低时可显著减小工频电场，超过一定高度后则减小的幅度很小。

(3) 三相交流输电线路的电压三相对称，相位互差120°，在线路附近空间产生的三相工频电场具有相互抵消的效应。合理布置导线的相序和相间距离可以减小线路附近空间的工频电场。例如对于500kV单回三相交流输电线路，将导线按水平、正三角和倒三角排列时，在导线对地面高度相同的条件下，线路下方工频电场的最大电场强度及高电场强度范围以导线倒三角排列最小，正三角排列次之，水平排列最大。在双回三相逆相序和正相序两种排列时，逆相序排列对减小工频电场的最大电场强度和高电场强度范围的效果较好。

在交流输电线路工程设计中，要综合考虑诸多技术和经济条件，选择合理可行的设计方案。此外，土、石、砖瓦等结构的房屋对工频电场都有很好的屏蔽效果。

计算方法 交流输电线工频电场分布可以用多种方法准确计算，最常用的方法是等效电荷法。计算时，分裂导线用等效的单根导线代替，并假设电荷集中在该等效导线的中心位置，大地用一系列镜像电荷代替。根据线路电压和导线位置，先计算出单位长度导线的电荷量（用复数表示），再由此计算出空间各点工频电场的垂直分量和水平分量。求总的工频电场时，将垂直分量、水平分量的矢量和对方向角求导数并令它等于零，可以求得场强的最大值、最小值及其所在方向。计算时考虑架空地线和不考虑架空地线两种情况的线路下工频电场大小仅相差1%～2%。

测量方法 测量交流输电线路下方工频电场时，测量仪器一般离地面约1.5m高，作业人员须离被测点2m以外，避免作业人员使被测点的工频电场产生畸变。同时空气的相对湿度不宜大于80%，避免由于支持测量仪器的绝缘杆表面泄漏带来的测量误差。

限值 根据国际大电网会议36.01工作组1986年的调查，在21个成员国中，有十几个国家制定了各自的交流输电线路工频电场的限值。各国规定限值的目的主要有：①防止线路下方人员活动时引起不舒服的*暂态电击*；②防止线路下方人员活动时稳态电击电流大于摆脱值；③防止线路下方人员活动时能引起有害的生态效应。除了规定工频电场限值外，许多国家还为限制输电线路下方存在大型物体或车辆引起稳态电击的电流制定了相关的安全规程。

不同国家对交流输电线路工频电场的限值规定不同，其范围为：线路下方工频电场的最大电场强度（或农业地区）为10～15kV/m；跨越公路的线路下方工频电场的最大电场强度为7～10kV/m；线路下方公众活动区域或邻近民房处工频电场的最大电场强度小于5kV/m。中国在交流输电线路设计时，按以下限值控制工频电场：线路跨越农田时取10kV/m，线路跨越公路时取7kV/m，线路邻近民房时房屋所在位置离地1.5m处的最大未畸变的工频电场取4kV/m。

jiaoliu shudian xianlu keting zaosheng

交流输电线路可听噪声 (audible noise of AC transmission lines) 交流输电线路运行时伴随电晕放电所发出的爆裂声和交流声的统称。电压等级较低的交流输电线路，噪声问题不突出。随着电压等级的提高，特别是在导线潮湿的条件下，交流输电线路可听噪声成为一种环境问题。对于特高压交流输电线路，其可听噪声成为线路设计的主要控制因素之一。

特性 可用其频谱特性、横向衰减特性和统计分布特性来表征。

频谱特性 交流输电线路由电晕放电产生的可听噪声有宽频带噪声和线路工作频率倍频及其整数倍的交流声（又称纯音）两种。宽频带噪声为一种“嘶嘶”和“啪啪”的爆裂声响，由导线表面电晕放电产生的杂乱无章的电流脉冲所造成的，特别是在交流电压正半波时，正极性电晕电流脉冲流注阶段最为严重。交流声是导线周围正、负离子在一周波内往返运动所造成的。由于正、负离子到达和离开导线表面的这种运动，使周围气流每一周内变换两次方向，从而产生线路工作频率倍频及其整数倍的“嗡嗡”声。对于一般交流输电线路来说，引起人们烦恼的主要是宽频带噪声，其次是交

流声。图 1 所示为典型交流输电线路（两种导线）可听噪声的频谱图，从中可以很清楚地辨认出宽频带噪声和交流声。

由于人对噪声的感觉与频率关系很大，直接测量声压不能反映人对噪声的烦恼程度。因此，可听噪声水平通常是用经过模拟人耳对纯音响应的 A 频率计权网络加权后的分贝值［dB（A）］来表示，并把人能听到的 1000Hz 的最低声压 20μPa 作为基准声压。交流输电线路可听噪声和其他噪声相比造成的烦恼程度要大。可听噪声每降低 10dB（A），人耳听到的声音约降低一半左右。

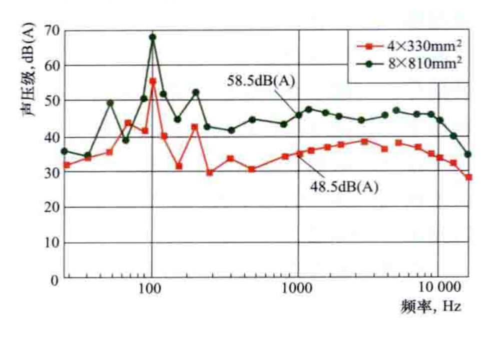


图 1　交流输电线路可听噪声频谱特性

图 2 给出了工作频率为 50Hz 的交流输电线路的可听噪声与环境噪声的频谱图。可以明显地看出，环境噪声水平在 100Hz 后随着频率增高而明显衰减，而输电线路电晕放电产生的宽频带噪声在频率很高时才开始衰减。在环境噪声较低的场合，交流输电线路产生的高频噪声很容易分辨。正是这一特性，交流输电线路可听噪声才给人在听觉上一种异常感。

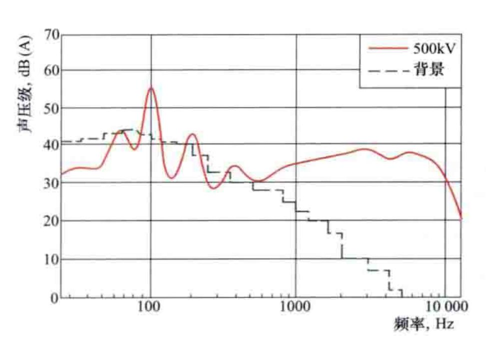


图 2　交流输电线路可听噪声频谱特性与环境噪声的比较

横向衰减特性　随着离开交流输电线路横向距离的增加，线路可听噪声的衰减较线路无线电干扰的衰减要慢。横向距离增加一倍，可听噪声降低约 3～4dB（A）。靠近交流输电线路的树木、建筑物和其他大型物体对线路可听噪声都有降低和屏蔽作用。

统计分布特性　交流输电线路电晕产生的可听噪声受天气和气象条件等影响，具有统计特性，常用的是晴天 50%、雨天 50%的分布曲线。天气条件对交流输电线路可听噪声的影响很大；好天气时噪声小，坏天气时（如雨天、雾天、下雪天）可听噪声增大。不同气象条件下，宽频带噪声和交流声的相对数值也不同；雨天宽频带噪声大，而结冰时交流声大。高海拔下空气击穿场强低，电晕放电会加强，海拔高度每增加 300m、交流输电线路可听噪声大约增加 1dB（A）。

计算方法　交流输电线路电晕放电伴随的可听噪声的产生过程十分复杂，随机因素多，分散性大，故很难从理论上推导一种准确预测可听噪声的公式。美国、日本、意大利和加拿大等国家，通过在电晕笼内模拟或在试验线路上长期实测数据的统计和分析，归纳提出了不同的计算交流输电线路可听噪声的经验公式。例如，美国邦维尔电力局（BPA）推荐的计算交流输电线路可听噪声经验公式，是根据不同电压等级、不同导线分裂方式的实际试验线路上的长期实测数据推导得出的，可得到雨天累计 50%声级即 L_{50} 交流输电线路可听噪声的计算值。

对于 500kV 及以下电压等级的交流输电线路，所选导线如能满足无线电干扰限值的要求，也自然能满足可听噪声限值的要求。对于 500kV 以上电压等级的交流输电线路，可听噪声的限值将对线路的导线结构的确定起到决定性作用。

jiaoliu shudian xianlu wuxiandian ganrao

交流输电线路无线电干扰

（radio interference of AC transmission lines）　交流输电线路导线因电晕放电产生的高频电磁场对无线电信号接收的干扰。由电晕放电形成的电流脉冲经电晕源注入导线，沿导线传播并向四周发射高频电磁波。导线在交流正、负半波时分别形成正、负极性电晕电流脉冲。正极性电流脉冲幅值较大，且各脉冲峰值参差不齐，波头和持续时间较长。负极性电流脉冲幅值较小且各脉冲峰值基本一样，波头和持续时间较正极性短。交流输电线路电晕对无线电的干扰主要是来自正极性电晕电流脉冲。

特性　可用其频谱特性、横向衰减特性和统计分布特性来表征。

频谱特性　表示交流输电线路附近一定地点的无线电干扰水平随频率变化的函数关系。交流输电线路无线电干扰有特定的频谱特性，在频率为 100kHz 附近的干扰场强最大，随着频率增加干扰场强很快衰减（频率为 10MHz 的干扰场强比 1MHz 的干扰场强约低 30～40dB）。如图为用相对值表示的无线电干扰的典型频谱特性，参考频率为 0.5MHz。通常，电晕放电产生的无线电干扰的频率上限为 30MHz。电晕放电主要对无线电频段产生干扰，对中波调幅广播的干扰最明显，对电视频段的干扰主要由火花放电产生。

交流输电线路无线电干扰的典型频谱特性

横向衰减特性　交流输电线路无线电干扰的场强随着离开线路横向距离的增加而迅速衰减，并具有特定的衰减规律。一般在横向距离线路 100～200m 时，干扰场强已衰减到背景干扰水平及以下。

统计分布特性　在测量交流输电线路电晕产生的无线电干扰时，即使测量地点和频率固定，测量结果也将随时间而起伏变化，具有统计特性。产生起伏的原因有：干扰现象本身是随机的；线路沿线气候条件的变化；导线表面状况的变化（雨、雪、霜、灰尘和昆虫的附着）。通常按照累积分布来表示无线电干扰测量结果，常用的是晴天 50%、雨天 50%和全天候 80%的分布曲线。因大雨（通常指 0.6mm/h 及其以上的降雨量）下时平均干扰水平比较稳定且能再现，

常选择大雨时的平均干扰场强作为无线电干扰的基准场强。线路刚投入运行时，由于制造和施工过程中造成的导线表面缺陷，使无线电干扰水平较高，运行半年或更长一些时间后达到稳定。线路的无线电干扰水平受天气条件和季节的影响很大，雨天时的干扰水平约比好天气时大 17～24dB。

评价标准 由于交流输电线路电晕产生的无线电干扰频段正好位于调幅广播频带（535～1605kHz）范围内，故其干扰是对调辐广播的干扰，一般是用信噪比来评价收听质量。信噪比是指用分贝（1μV/m 的电场强度为 0dB）表示的信号场强与背景干扰场强的差值。对于交流输电线路的无线电干扰，达到良好收听效果的允许信噪比为 26dB。

计算方法 交流输电线路无线电干扰水平通用的计算方法有经验公式法和激发函数法两种。

经验公式法 基于用试验得到的经验公式进行计算。具体做法是在交流线路试验基地，先选定一种导线结构（导线分裂根数和导线直径）作为基准线路，在规定的导线表面工作场强、测试位置和测试频率下，测出它的无线电干扰场强值作为基准，然后分别改变并测量上述参数后相应的无线电干扰场强变化，从而得出相应的关系表达式。

激发函数法 适用于导线分裂根数大于 4 的无线电干扰场强计算。该方法是用电晕试验笼来代替试验线路，设法使导线周围的电场强度和实际运行线路一致，进行线路无线电干扰的研究。通过测量笼内导线电晕时的无线电干扰的电流，理论分析推导出导线电晕时，表征空间电荷量及运动特性的特殊函数（即激发函数）。根据激发函数推导出产生无线电干扰电流，从而计算出空间任意点的无线电干扰场强。

jiaozhiliu hunlian shudian

交直流混联输电 (AC and DC hybrid connection transmission) 同时采用交流输电线路和直流输电线路把电功率从一个交流电力系统传输到另一个交流电力系统的输电方式。交直流混联输电方式为同步联网方式。其中，交流输电线路和直流输电线路的起点，可以在送端电网的同一地点，也可以在不同地点；其终点可以在受端电网的不同地点，也可以在同一地点。

形成原因 交直流混联输电方式往往是先有交流输电线路，后加直流线路而形成的。先有直流后加交流的例子很少。当两个交流电力系统之间已有交流线路联网而又需要增加联网的输电容量时，面临着增建同样的交流联网线路还是增建直流联网线路的抉择问题。增建交流联网线路有三个问题需要考虑：①若起点、落点均与原输电线不同，则存在环流问题；②即使起落点均相同，也存在增大短路电流容量的问题；③新建线路的输送容量必然受系统稳定、网络参数等因素的制约，不可能得到充分利用。增建直流联网线路，不但可避免上述问题，而且还可利用直流联网线路的直流调制功能，抑制两个电力系统之间的功率振荡，甚至还可以增加原有交流联网线路的输送容量。当然，直流输电系统还存在投资大的问题。因此，具体增加交流还是直流联络线，需要通过详细的技术经济比较来确定。

运行特点 相对纯交流联网方式，交直流混联输电运行方式的主要特点是可以利用直流联网线路的快速调制功能。直流调制的原理是在直流输电的控制系统中加入附加的直流调制器，从并联的交流联网线路上或从两端交流系统中提取反映交流联网线路是否异常（如功率大幅度突变、振荡等）的信号，以调节直流输电线路传输的功率，利用直流输电传输功率的快速可控性，使之快速吸收或补偿交流联网线路的功率过剩或缺额，起紧急支援和阻尼振荡的作用，从而消除交流联网线路上的功率振荡和不稳定因素，并提高交流联网线路的输送容量。

直流调制方式 直流调制可分为大方式调制和小方式调制两种。大方式调制的目的在于提高互联系统的暂态稳定性，直流功率调制幅度可达直流联网线路额定传输功率的 20%～50%。直流系统均具有较大的有功和无功调节能力和 1.1 倍的长期过载能力与 3s 的 1.5 倍短时过载能力，利用直流系统有功、无功的快速调节特性，可实现直流对交流的紧急功率支援以提高互联系统的暂态稳定性。小方式调制的目的在于提高互联系统的动态稳定性，抑制功率振荡，其直流功率调制幅度一般只有直流联网线路额定传输功率的 3%～10%。

影响直流调制效果的因素 直流调制的效果与整个系统的结构有关。一般来说，直流联网线路的容量相对于与之并联的交流联网线路的容量（或被联系统容量）的比例越大，调制效果越好。此外，直流调制的效果也与其在系统中的位置以及调制器本身的设计参数有关。为了保证调制器的控制效果，直流系统调制器的参数设计应该考虑与交流系统中的其他阻尼控制器相协调，有功调制需要和无功调制协调。

直流调制应用实例 直流调制最早应用于加拿大的魁北克和新布伦斯维克两省之间的交直流并联联网工程，效果良好。20 世纪 60 年代中期，美国西部的太平洋联络线双回 500kV 交流输电线路投产后，1968～1970 年在重负荷情况下连续发生低频振荡。1970 年增设并联的 ±400kV、1440MW、1372km 的直流联网线路后，采用了小方式直流调制措施，调制幅值为 3%（±40MW），不但起到了抑制低频振荡的作用，还使原来的交流联网线路的输送容量由 2100MW 增大到 2500MW。在中国，南方电网已形成交直流混联输电格局，华中—华东也有多回直流输电线路，在此工程背景下的大量理论研究成果表明，在大扰动情况下，利用直流系统的短时过载能力，快速调制其注入交流系统的直流功率可以弥补暂态过程中送、受端的功率不平衡量，从而提高系统的暂态功角稳定性。

jiechu dianweicha

接触电位差 (touch potential difference) 电流自接地电极（或接地网）经周围土壤流散时地面上离设备水平距离为 1m 处与设备外壳、架构离地面的垂直距离 2m 处两点间的电位差。接地网网孔中心对接地网导体的电位差称为网孔电位差。

最大接触电位差 E_{tm} 和相应的接地电极（或接地网）电位 IR［I 为经接地电极或接地网流散的电流，R 为接地电极（或接地网）的接地电阻］的比值称为接触电位差系数 K_t，即

$$K_t=\frac{E_{tm}}{IR}$$

埋设在发电厂、变电站、开关站地中的闭合接地网，一般以埋深为0.6～0.8m的水平接地体为主，在接地网内敷设足够数量的均压带使接地网范围内的地面电位比较均匀，以达到降低接触电位差的目的。均压带的布置有等间距布置和不等间距布置两种，等间距布置的接地网各网孔电位不相等；不等间距布置的接地网各网孔电位相等，其均压带布置为接地网边孔至中间孔逐渐增大，如表所示。

均压网不等间距布置网孔边长与接地网边长的比值（%）

网孔数＼网孔序号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	27.50	45.00								
4	17.50	32.50								
5	12.50	23.33	28.33							
6	8.75	17.50	23.75							
7	7.14	13.57	18.57	21.43						
8	5.50	10.83	15.67	18.00						
9	4.50	8.94	12.83	15.33	16.78					
10	3.75	7.50	11.08	13.08	14.58					
11	3.18	6.36	9.54	11.36	12.73	13.46				
12	2.75	5.42	8.17	10.00	11.33	12.33				
13	2.38	4.69	6.77	8.92	10.23	11.15	11.69			
14	2.00	3.86	6.00	7.86	9.28	10.24	10.76			
15	1.56	3.62	5.35	6.82	8.07	9.12	10.01	10.77		
16	1.46	3.27	4.82	6.14	7.28	8.24	9.07	9.77		
17	1.38	2.97	4.35	5.54	6.57	7.47	8.24	8.90	9.47	
18	1.14	2.58	3.86	4.95	5.91	6.76	7.50	8.15	8.71	
19	1.05	2.32	3.47	4.53	5.47	6.26	6.95	7.53	8.11	8.63
20	0.95	2.15	3.20	4.15	5.00	5.75	6.40	7.00	7.50	7.90

注：由于对称布置，上边中只列出一半数值。

不等间距布置比等间距布置约可节省20%左右的金属材料。

等间距布置接地网的最大接触电位差出现在接地网的边角网孔处。该处的网孔电位可由下式计算，即

$$U_m=\frac{\rho I_G K_m K_i}{L_M} \tag{1}$$

式中ρ为土壤电阻率，Ω·m；I_G为接地网的最大入地电流；L_M为有效埋设长度，只有水平接地体时，即为水平接地网导体的总长度，m；K_m为网孔电位几何校正系数；K_i为接地网不规则校正系数，用来计及推导K_m时的假设条件引入的误差。其中

$$K_i=0.644+0.148n \tag{2}$$

$$K_m=\frac{1}{2\pi}\left\{\ln\left[\frac{D^2}{16hd}+\frac{(D+2h)^2}{8Dd}-\frac{h}{4d}\right]+\frac{K_{ii}}{K_h}\ln\frac{8}{\pi(2n-1)}\right\} \tag{3}$$

$$n=\sqrt{N_1N_2}$$

$$K_h=\sqrt{1+h/h_0}$$

$$K_{ii}=1/(2n)^{2/n}$$

式中D为接地网平行导体间距；d为接地网导体直径；h为接地网埋深；n为矩形或等效矩形接地网一个方向的平行导体数；N_1、N_2为长宽方向布置的导体根数；K_h为接地网埋深系数；h_0为参考深度，取1m；K_{ii}为因内部导体对角网孔电位影响的校正加权系数。

当均压带为不等间距布置时，最大接触电位差可用下式求出，即

$$E_{tm}=k_{TL}k_{Th}k_{Td}k_{Ts}k_{TN}k_{Tm}U \tag{4}$$

$$k_{TL}=1.215-0.269\sqrt[3]{L_2/L_1}$$

$$k_{Th}=1.612-0.654\sqrt[5]{h}$$

$$k_{Td}=1.527-1.494\sqrt[5]{d}$$

$$k_{TN}=64.301-232.65\sqrt[6]{N}+279.65\sqrt[3]{N}110.32\sqrt{N}$$

$$k_{Ts}=-0.118+0.445\sqrt[12]{S}$$

$$k_{Tm}=9.727\times10^{-3}+1.356/\sqrt{m}$$

$$U=I_GR$$

$$N=N_2/N_1$$

式中k_{TL}、k_{Th}、k_{Td}、k_{Ts}、k_{TN}、k_{Tm}分别为最大接触电位差的形状、埋深、接地导体直径、接地网面积、接地体导体根数及接地网网孔数目影响系数；U为接地网的最大接地电位升高；L_1、L_2分别为接地网的长度和宽度，m；m为接地网的网孔数目；I_G为流入接地网的最大接地故障电流；R为接地网接地电阻；S为接地网面积，m^2。

接触电位差的大小不应危及人身的安全。在有效接地和低电阻接地系统（见电力系统中性点接地）中，接触电位差的允许值E_{tp}为

$$E_{tp}=\frac{174+0.17\rho_sC_s}{\sqrt{t}} \tag{5}$$

式中ρ_s为人站立处表面土壤电阻率，Ω·m；t为接地短路电流的持续时间，s；C_s为表层衰减系数。一般110～220kV按第一级后备保护动作持续时间考虑，$t=0.6$s；330～750kV按断路器失灵保护持续时间考虑，$t=0.4$s。工程中表层衰减系数C_s可采用式（6）计算，即

$$C_s=1-\frac{0.09\times\left(1-\frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s+0.09} \tag{6}$$

式中ρ为下层土壤电阻率；h_s为表层土壤厚度。

在非有效接地和非低电阻接地系统（见电力系统中性点接地）中，接触电位差的允许值E_{tp}为

$$E_{tp}=50+0.05\rho_sC_s$$

在接地网内地面铺设沥青混凝土或碎石可以提高ρ_s，从而提高E_{tp}的数值。

jiedi zhuangzhi gongpin canshu celiang

接地装置工频参数测量 (power frequency parameter measurement for grounding device) 接地装置（见电气设备接地装置）的工频接地电阻（见电气装置接地电阻）和跨步电位差、跨步电压、接触电位差、接触电压以及接地装置周围的土壤电阻率和水电阻率的测量。

接地电阻测量方法 接地电阻的测量通常使用电压降法，在此基础上发展出直线法、夹角法、三极法。依据测试仪器的不同又分为电流-电压表法和接地电阻测试仪（接地摇表）法。

电压降法 按图1布置测试回路。电流极C应布置得尽量远，通常电流极与被试接地装置边缘的距离 d_{CG} 应为被试接地装置最大对角线长度 D 的4～5倍；对超大型的接地装置的测试，可利用架空线路做电流线和电位测试线；当远距离放线有困难时，在土壤电阻率均匀地区 d_{CG} 可取 $2D$，在土壤电阻率不均匀地区可取 $3D$。测试回路应尽量避开河流、湖泊；尽量远离地下金属管路和运行中的输电线路，避免与之长段并行，与之交叉时垂直跨越。

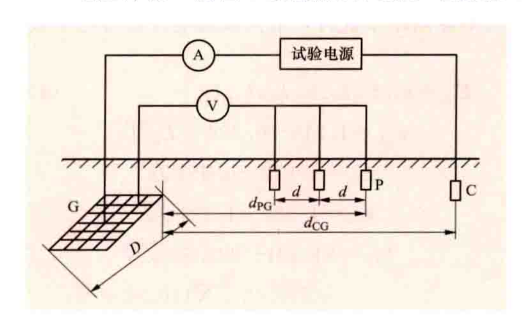


图1 电压降法测试接地装置的接地电阻
G—被试接地装置；C—电流极；P—电位极；D—被试接地装置最大对角线长度；d_{CG}—电流极与被试接地装置边缘的距离；x—电位极与被试接地装置边缘的距离；d—测试距离间隔

流过被试接地装置G和电流极C的电流 I 使地面电位变化，电位极P从G的边缘开始向外移动，测试P与G之间的电位差 U，绘出 U 与 x 的变化曲线，曲线平坦处即为电位零点，与曲线起点间的电位差即为在试验电流下被试接地装置的电位升高 U_m，接地装置的接地电阻 R 为

$$R=\frac{U_m}{I} \qquad (1)$$

图1中所示即为电流-电压表法，如果换成接地电阻测试仪（接地摇表），则称为接地电阻测试仪法（接地摇表法）。

直线法 电流线和电位线同方向（同路径）放设称为直线法，如图1所示，但要电位测试线与电流线保持尽量远的距离。电位位与被测接地装置边缘的距离 d_{PG} 通常为（0.5～0.6）d_{CG}。电位极P应在被试接地装置G与电流极C连线方向移动三次，每次移动的距离为 d_{CG} 的5%左右，当三次测试的结果误差在5%以内即可。

夹角法 只要条件允许，大型接地装置接地电阻的测试都采用电流-电位线夹角布置的方式。d_{PG} 的长度与 d_{CG} 相近。接地电阻可用式（2）修正。

$$R=\frac{R'}{1-\frac{D}{2}\left(\frac{1}{d_{PG}}+\frac{1}{d_{CG}}-\frac{1}{\sqrt{d_{PG}^2+d_{CG}^2-2d_{PG}d_{CG}\cos\theta}}\right)} \qquad (2)$$

式中 θ 为电流线与电位线的夹角；R' 为接地电阻的实测值。

如果土壤电阻率均匀，可采用 d_{CG} 和 d_{PG} 相等的等腰三角形布线，此时 θ 约为30°，$d_{CG}=d_{PG}=2D$，接地电阻的修正计算公式仍为式（2）。

三极法 输电线路杆塔接地电阻的测量宜采用三极法，原理同图1，只是由杆塔接地装置的最大射线的长度 L 取代原接地装置的最大对角线长度 D。此外也可使用钳表法进行测试，应注意：①测试杆塔的接地电阻前，应拆除被测杆塔所有接地引下线，把杆塔塔身与接地装置的电气连接全部断开。②应避免把测试用的电位极和电流极布置在接地装置的射线上面，且不宜与接地装置的放射延长线平行或同方向布线。

钳表法实际上是测试杆塔接地电阻与杆塔架空地线和临近杆塔的接地电阻形成的回路的电阻，只有在一定条件下才近似为所测杆塔接地装置的接地电阻，因此具有很大的局限性。钳表法的使用必须严格遵循以下条件，否则测试数据将是无效的：①测试极必须有多基杆塔并联回路，即杆塔所在的输电线路具有与杆塔连接良好的避雷线，且多基杆塔的避雷线直接接地。②测试时被测杆塔的接地装置应只保留一根接地引下线与杆塔塔身相连，其余接地引下线均应与杆塔塔身断开，并用导线将断开的其他接地线与被保留的接地线并联，将杆塔接地装置作为整体进行测试。③上述回路中不应再有自然接地极等其他支路。

接地电阻测量影响因素及消除 测量要考虑季节、零序电流、高频干扰电压对接地电阻测量的影响及注意干扰的消除。

季节影响 不同季节土壤的含水量不同，接地装置的接地电阻是随季节不同而变化的，例如雨后不久测得的电阻偏小，而久旱后测得的电阻偏大。因此，测量接地电阻应在无雨水时进行，并考虑到干旱的情况，对于防雷接地装置，是将测得值再乘以季节系数，其值如表所示。在测量时，如土壤比较干燥，用表中的较小值；如土壤比较潮湿，则应采用表中的较大值。

接地装置的季节系数

埋深（m）	季节系数	
	水平接地体	2～3m的垂直接地体
0.5	1.4～1.8	1.2～1.4
0.8～1.0	1.25～1.45	1.15～1.3
2.5～3.0	1.0～1.1	1.0～1.1

零序电流影响 通常接地装置中有不平衡零序电流，为消除其对三极法测试接地阻抗的影响，除了增大试验电流，还可采用倒相法。接地电阻的计算公式为

$$R=\sqrt{\frac{U_1^2+U_2^2-2U_0^2}{2I^2}} \qquad (3)$$

式中 U_0 为不加试验电压时接地装置的对地电压，即零序电流在接地装置上产生的电压降；U_1、U_2 为倒相前后接地装置上的试验电压；I 为注入接地装置中的试验电流，试验电流在倒相前后保持不变。

如果试验电源是三相的，也可将三相电源分别加在接地装置，保持试验电流 I 不变，通过下式得到接地电阻 R，以消除地中零序电流对接地电阻测试值的影响

$$R=\sqrt{\frac{U_A^2+U_B^2+U_C^2-3U_0^2}{3I^2}} \qquad (4)$$

式中 U_0 为不加试验电压时接地装置的对地电压，即零序电流在接地装置上产生的电压降；U_A、U_B、U_C 为将A、B、C三相分别加到接地装置上时的试验电压；I 为注入接地装置中的试验电流，试验电流在倒相前后保持不变。

高频干扰电压影响 当电位线较长，测试受到高频干扰电压的影响时，可在电压表两端并联一个电容器，其工频容

抗应比电压表的输入阻抗大 100 倍。

跨步电位差、跨步电压、接触电位差、接触电压测量 跨步电位差、跨步电压、接触电位差、接触电压的测量接线见图 2。跨步电位差数值上即单位场区地表电位梯度，可直接在场区地表电位梯度曲线上量取折算，也可根据定义（见图 2）在所关心的区域（如场区边缘）测试。

根据定义可测试设备的接触电位差，重点是场区边缘的和运行人员常接触的设备，如隔离开关、接地开关、构架等。

测试电极可用铁钎紧密插入土壤中，如果场区是水泥路面，可采用包裹湿抹布的直径 20cm 的金属圆盘，并压上重物。

实际的跨步电位差 U_s 按式（5）折算，式中 U_s' 为跨步电位差测试值。

$$U_s = U_s' \frac{I_s}{I_m} \tag{5}$$

式中 I_m 为注入地网中的测试电流；I_s 为被测接地装置内系统单相接地故障电流。

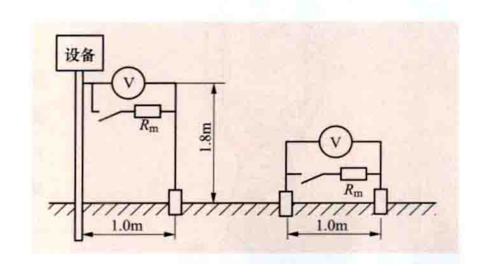


图 2 跨步电位差、跨步电压、接触电位差、接触电压的测量接线

图 2 中当电压表两端并上等效人体的电阻 R_m 时，所得的值即为跨步电压和接触电压。

土壤电阻率测量 对接地装置所在地的土壤电阻率进行的测量。测量方法有三极法和四极法。土壤电阻率测量应避免雨后立即进行，一般宜在连续天晴三天后或在冬天干燥季节进行测量。在冻土区，测量电极必须打入冰冻线以下。

三极法 测量土壤电阻率应采用垂直或水平接地电极进行测量。先测出电极接地电阻，然后按公式推算土壤电阻率，用三极法测土壤电阻率时，其准确性与棒对土壤接触的紧密程度有很大关系，往往由此而产生较大的测量误差。

四极法 包括四极等距法和四极非等距法。

（1）四极等距法。图 3（a）是四极等距法的原理接线图，四个测量电极位于同一深度等间距的一条直线上，试验电流流入外侧两个电极，接地电阻测试仪通过测得试验电流和内侧两个电极间的电位差，得到 R，通过式（6）得到被测场地的视在土壤电阻率 ρ

$$\rho = 2\pi a R \tag{6}$$

式中 a 为极间距。

（2）四极非等距法。当电极间距相当大时，四极等距法内侧两个电极的电位差迅速下降，通常仪器测不出或测不准如此低的电位差，此时可用图 3（b）的电位极布置方式，电位极布置在相应的电流极附近，可升高所测的电位差值。由式（7）计算土壤电阻率 ρ

$$\rho = 2\pi a(a+b)R/b \tag{7}$$

式中 a 为电流极与电位极间距；b 为电位极间距。

随着极间距 a 的增大，所测得的电阻率（对不均匀土壤为视电阻率）深度增加。通常极间距 a 应达到接地装置最大对角线距离的 2/3 以上。

水电阻率测量 对接地装置所在地的水电阻率进行的测量。测量水电阻率宜采用四极法，电极入水深度 h 不应大于极间距离 a 的 1/20，极距可从水深 1/20～1/10 开始测量，测得的视电阻率曲线水平段为水电阻率。

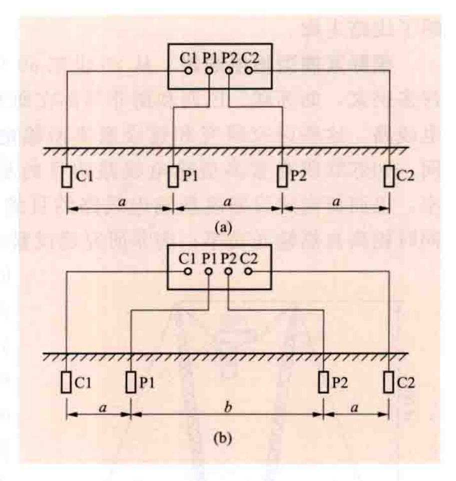


图 3 四极法接线图

（a）四极等距法；（b）四极非等距法

取水样测量水电阻率宜采用电导测量仪，每种水样分三瓶盛装，每瓶约 1000mL，瓶口应用蜡密封，水样保存期不宜过长。

水电阻率与水温有密切关系，测量水电阻率时应采用不同温度的水进行测量，通过测量曲线，延伸到接地装置所在的最低水温的电阻率值。

jiedi zhuangzhi jiangzu fangfa

接地装置降阻方法

（method of reducing grounding device resistance） 基于物理的或化学的原理，使接地装置的接地电阻达到标准要求的措施或方法。随着电力系统容量的增大，入地电流值逐步增加，采用有效方法来降低接地电阻值是提升系统与人身安全的重要途径。从工程应用角度来看，降低接地电阻的方法主要有：①有效扩大接地装置的地中电极面积；②主接地装置利用导体外引连接辅助接地体；③将主接地装置与临近的自然接地体连接；④在表层土壤电阻率较高地区或冻土深度较深地区增加地网的埋设深度；⑤在土壤电阻率偏高地区采用局部换土等。除以上常规方法外，工程中也经常采用降阻剂等方法进行降阻，但采用这些化学方法时需要关注其腐蚀性与长效性。近年来，爆破接地技术也越来越多被高土壤电阻率地区降阻所采用，该方法采用钻孔机在地中钻一定直径、一定深度的孔，在孔中插入接地电极并安放炸药进行爆破，将岩石爆裂、爆松，然后用压力机将调成浆状的低电阻率材料压入深孔中及爆破制裂产生的缝隙中，通过低电阻率材料将地下巨大范围的岩石内部沟通，并加强接地电极与土壤（岩石）的接触，从而达到较大幅度降低接地电阻的目的，垂直孔深一般在 30～120m 的范围。

jincouxing shudian xianlu

紧凑型输电线路

（compact transmission line） 通过对导线的优化排列，将三相导线置于同一塔窗内，三相导线间无接地构件，达到提高自然输送功率，减少线路走廊宽度，提高单位走廊输电容量的架空输电线路。在同一塔窗内，采取缩小相间距离、增加相子导线分裂根数等改变线路几何结构的方法，增大相间电容（C），减小电感量（L），从而降低线路特性阻抗（Z），增大自然功率（P），同时压

缩了线路走廊。

国际紧凑型输电线路 从20世纪60年代开始，世界上许多国家，如苏联、巴西和南非等都在研究和建设紧凑型输电线路。这些国家研究和建设紧凑型输电线路的着重点不同，如苏联研究紧凑型输电线路的目的是提高自然输送功率，巴西研究建设紧凑型输电线路的目的是解决走廊问题，同时提高自然输送功率；南非研究建设紧凑型输电线路的目的是降低工程造价。由于各国的国情不同，各国在具体工程实施当中，采取的技术原则也不相同，各国采用的基本塔型也不同，见图1、图2。

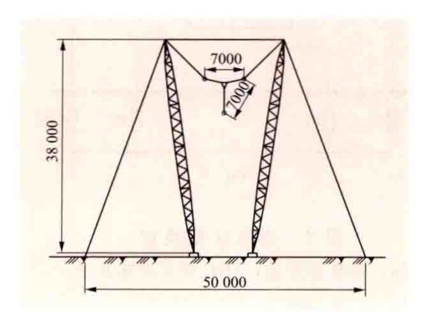


图1　南非400kV紧凑型输电线路直线塔

巴西北方电力公司为了提高线路自然输送功率，减少串联补偿和保持电压稳定，1986年建成并投运了第一条500kV单回紧凑型输电线路（见图2），线路长301km。增加线路自然输送功率25%，减少无功补偿。

南非400kV线路构成南非电网的主网架。其400kV紧凑型输电线路（见图1）导线布置采用三相倒三角排列，导线布置在拉线悬索塔的一个塔窗内。降低单位输送容量造价约25%；减少无功补偿，减少走廊宽度，提高自然输送功率，由常规线路的607MW提高到753MW。

图2　巴西500kV紧凑型输电线路直线塔

20世纪70年代苏联学者格·纳·阿历克山大罗夫（Г. Н. АЛександров）等人提出大幅度提高自然功率的紧凑型线路新思路。根据这种思路，苏联于1984年建设一条330kV工业性紧凑型试验线路，长145.2km。采用4×150mm² 分裂导线，三相导线呈水平排列见图3；中相子导线布置于椭圆形轨迹上，边相子导线为半椭圆形布置。相间距离5.5m。中相上下层子导线间距离1m（杆塔处）～1.6m（档距中央），边相上下层子导线间距为1.6m（杆塔处）～2.6m（档距中央）。线路设计自然功率605MW，为常规线路360MW的1.68倍。

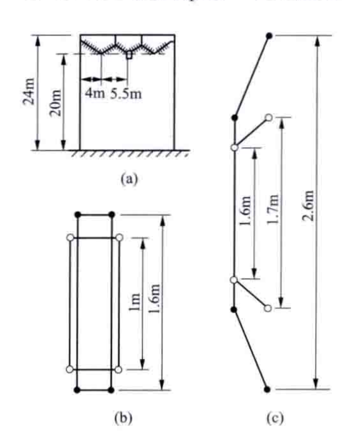


图3　苏联330kV紧凑型线路导线排列示意图
(a) 线路导线排列；(b) 中相导线；(c) 边相导线

中国紧凑型输电线路 为适应中国经济的快速增长和输电线路建设发展的需要，中国于1989年开始了紧凑型输电线路的研究、设计、建设工作。1994年9月，中国第一条紧凑型输电线路——安定—廊坊220kV线路建成投运。1999年11月18日，中国第一条500kV紧凑型输电线路——昌平—房山500kV线路建成投产（见昌平—房山500kV紧凑型交流输电线路）。2004年4月26日，中国第一条500kV同塔双回紧凑型输电线路——政平—宜兴500kV线路建成投入运行。

安定—廊坊220kV紧凑型交流输电线路（见图4）全长23.6km，三相导线采用等边倒三角对称布置和三相导线垂直排列布置，其中等边倒三角对称布置，相间距离3.4m，压缩线路走廊约9m。用4×150mm² 导线代替常规2×300mm² 导线，4分裂导线按正方形布置，外接圆直径为636mm。三相导线垂直排列布置，上、中、下三相导线相间距离3.4m。上相4分裂导线按正梯形布置，上两根导线水平分裂间距1200mm，下两根导线水平分裂间距450mm，上下导线分裂间距600mm。下相4分裂导线按倒梯形对称布置，上两根导线水平分裂间距450mm，下两根导线水平分裂间距1200mm，上下导线分裂间距600mm。中相4分裂导线按正方形布置，分裂间距450mm。自然输送功率278.6MW，较常规线路提高了60%。

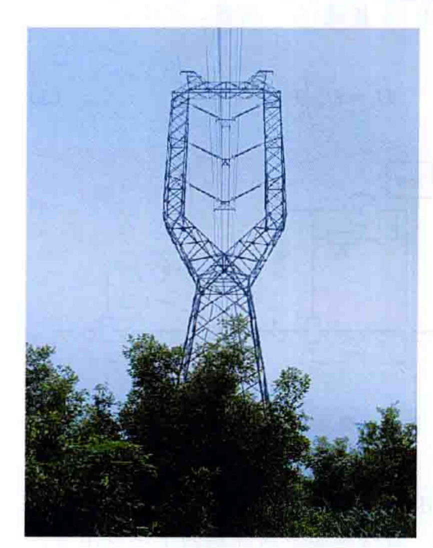


图4　安定—廊坊220kV紧凑型导线垂直排列塔型

昌平—房山500kV紧凑型交流输电线路（见图5）全长81.135km，三相导线采用等边倒三角对称布置，线间距离6.7m，压缩线路走廊约14m。以6×240mm² 导线替代4×400mm² 导线，六分裂导线按等六边形布置，外接圆直径为750mm，自然输送功率1309.6MW，较常规线路提高了34%。

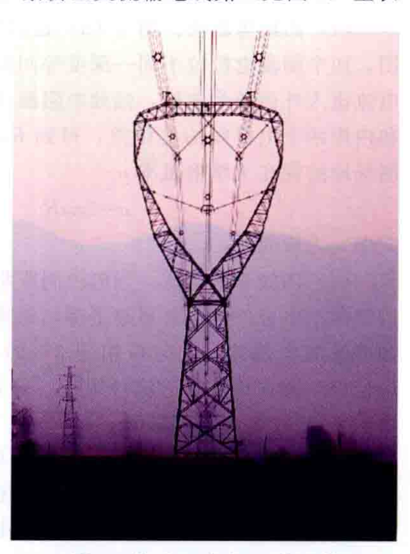


图5　昌平—房山500kV紧凑型交流输电线路直线塔

政平—宜兴500kV同塔双回紧凑型交流输电线路（见图6）全长43.057km，其导线布置方式与500kV

单回紧凑型输电线路相同，针对同塔双回紧凑型输电线路的特点，对带电作业、系统参数、电磁环境、防雷性能和塔型进行了研究。

紧凑型输电技术在中国各地区得到了广泛应用。紧凑型输电线路较常规输电线路可较大幅度提高自然输送功率，有效压缩输电线路走廊，提高单位线路走廊输电能力。



图 6　政平—宜兴 500kV 同塔双回紧凑型线路直线塔

Jindongnan-Nanyang-Jingmen 1000kV jiaoliu shudian xianlu

晋东南—南阳—荆门 1000kV 交流输电线路 (Jindongnan to Nanyang to Jingmen 1000kV AC transmission line)　中国第一个 1000kV 特高压输电线路工程，简称试验示范线路。线路起自山西省长治市晋东南变电站，经河南省南阳市南阳开关站，止于湖北省荆门市荆门变电站，如图所示。线路全长 640km，按单回路建设。2009 年 1 月 6 日正式投入运营。



晋东南—南阳—荆门 1000kV 交流输电线路
（吴石光　摄）

线路杆塔总数 1275 基，其中直线塔 1112 基，耐张塔 163 基。直线塔的主要塔型是猫头塔和酒杯型塔，耐张塔采用干字型塔，少量采用了Ⅱ型直线塔和分体耐张塔。铁塔角钢均采用热轧等肢角钢，材质分别为 Q420B、Q345B 和 Q235B 钢材。基础型式多用掏挖基础、直柱基础和灌注桩基础，少量采用了岩石锚杆基础、大板基础和联合基础。

线路在河南省孟州市和湖北省钟祥市分别跨越黄河和汉江。黄河跨越根据具体条件采用两档跨越，跨越档距分别为 1220m 和 995m，三基跨越塔塔高均为 122.8m；汉江跨越档距 1650m，跨越塔高 181.8m。两处大跨越塔均按单回路酒杯型钢管塔设计，大跨越塔主材最大管径为 1.3m，连接方式采用了内外刚性法兰。汉江大跨越直线塔上下曲臂主材管壁内安装有阻尼器控制杆塔风振效应，降低结构的动力响应。跨越耐张塔为干字型四组合矩形角钢塔，塔高 72m。黄河跨越基础采用带承台钻孔和挖孔灌注桩，最大桩径 1.4m，最大桩深 48m；汉江跨越基础采用带承台钻孔灌注桩，最大桩径 1.2m，最大桩深 25m。

导线采用每相八分裂 LGJ-500/35 钢芯铝绞线（局部采用 8×LGJ-630/45 钢芯铝绞线），子导线间距为 400mm。全线架设 2 根地线（变电站进出线段架设 3 根地线），其中 1 根为 JLB20A-170 铝包钢绞线，另一根为 OPGW-175 光纤复合架空地线。线路在晋东南—南阳段和南阳—荆门段各进行了一次全换位，降低线路电压不平衡度。导地线根据不同情况分别采用了防振锤、护线条加防振锤、护线条加阻尼线加防振锤等防振方案。局部地区安装了可转动式线夹防舞间隔棒防止舞动。

大跨越导线采用 6×AACSR/EST-500/230 特强钢芯高强铝合金绞线，子导线间距为 550mm。架设 2 根地线，1 根地线采用 JLB 20B-240 铝包钢绞线；另 1 根采用 OPGW-256 光纤复合架空地线。采用防振锤和阻尼线联合防振保护措施。耐张塔跳线采用铝管式刚性跳线。

统计操作过电压倍数取 1.7p.u.。一般地区直线塔悬垂绝缘子串采用 54 片 300kN 盘式绝缘子，V 型串与 I 型串采用同样的片数，耐张塔采用双联 44 片 550kN 盘式绝缘子；中污及以上地区直线塔悬垂绝缘子串采用合成绝缘子，耐张塔采用双联 51 片和 60 片 550kN 盘式绝缘子。直线塔三相悬垂绝缘子串按 IVI 布置，多联串联间距为 600mm。耐张塔跳线采用铝管式刚性跳线。山区及变电站进出线段地线采用酒杯型塔塔头、负保护角的防雷措施，同时变电站进出线段采用三根地线保护。普通地线为分段绝缘方式，耐张段 6km 以内时一端接地、6km 以上时中点接地，OPGW 为逐基接地方式。

黄河大跨越塔直线塔悬垂串采用 4 串组合 61 片 420kN 盘式绝缘子，耐张塔采用 6 串组合 56 片 550kN 盘式绝缘子。汉江大跨越塔直线塔悬垂串采用 4 串组合 46 片 550kN 盘式绝缘子，耐张塔采用 6 串组合 46 片 550kN 盘式绝缘子。

为减少工程建设特高压线路对环境的影响采用的技术手段：①路径走廊避开环境敏感点和村庄，局部抬高导线对地距离。②采用合适的导线截面、根数、分裂间距、布置方式、对地距离和绝缘子串均压屏蔽防晕措施，电磁环境指标控制到与中国现有的 500kV 和 750kV 线路基本相当。③无线电干扰指标和可听噪声的限制值分别为 55dB 和 55dB（A）。④局部地区加大导线截面，进一步降低可听噪声。⑤线路走廊狭窄地段多用猫头塔，减少走廊宽度。⑥采用原状基础和抬高主柱配合铁塔全方位高低腿，减少土方开挖。

线路施工中不同施工单位分别采用了同相同步 2×“一牵四”和“一牵八”不同的张力架线工艺（见架线施工），创新了特高压线路的架线施工工艺。

线路造价 310.7 万元/km，导线 39.7t/km，架空地线 1.1t/km，塔材 143.1t/km，基础钢材 16.6t/km，金具 3.4t/km，绝缘子 292.7 片/km，合成绝缘子 33.1 串/km，混凝土 245.7m^3/km。

jingzhaguan huanliufa

晶闸管换流阀 (thyristor valve) 由晶闸管元件及其辅助单元组成的换流阀，简称晶闸管阀。与汞弧阀相比，晶闸管阀的优点是：①不会发生逆弧，无需设置处理逆弧故障的旁通阀，可靠性高；②无需预热与复杂的温度控制和真空技术；③因由众多晶闸管串联而成，换流阀额定电压的选择有很大的自由度；④价格相对较低等。晶闸管阀在直流输电、灵活交流输电技术、静止无功补偿装置、抽水蓄能电站，以及大容量电动机变频调速等方面得到了广泛的应用。图 1 为运行中的晶闸管换流阀。



图 1 运行中的晶闸管换流阀

晶闸管是组成晶闸管换流阀的关键元件。高压直流输电中使用的晶闸管芯片直径已达到 134mm，反向非重复阻断电压已高于 9.3kV。为提高晶闸管承受电压的能力，其边缘造型有双正角型、正负角型和双负角型。直流工程所用的晶闸管触发方式分为电触发和光触发两种。大多数直流输电工程采用电触发晶闸管。光触发晶闸管可将过电压保护和恢复期内的 du/dt 保护集成在晶闸管芯片内，同时可省略触发回路中的光电转换电路，可简化换流阀的电子电路，已在 HVDC 工程中得到应用。例如，日本新信浓 (Shinshinano) 变频站、纪伊 (Kii-Channel) 高压直流输电工程、美国太平洋联络线的赛里罗 (Celilo) 换流站采用了光触发晶闸管换流阀，中国的贵广直流工程也采用了光触发晶闸管技术。

结构设计 直流输电工程采用的晶闸管换流阀大多是户内式、空气绝缘、纯水或水和乙二醇混合冷却的多重阀结构，也有个别工程采用油浸式的户外结构。如图 2 所示为一个 12 脉动换流阀组（也称 12 脉动换流器）示意图。由图 2 可知，每个 12 脉动换流阀组包括 3 个四重阀或 6 个二重阀或 12 个单阀。每个单阀由多个串联的阀组件组成。阀组件中又包括串联的晶闸管组件和阀电抗器。组成晶闸管组件的每一晶闸管级都备有电子电路，负责晶闸管的触发、保护及监测。晶闸管换流阀内还有阻尼、均压回路等辅助电路，以及冷却管路等。换流阀有悬吊式（悬吊在阀厅顶部的钢梁上）和支承式（安装在阀厅内的防震基座上）两种型式。阀模块布置型式有单列、双列及半层结构三种布置型式。

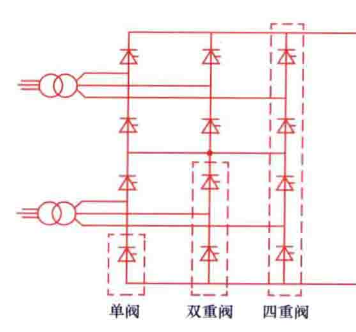


图 2 12 脉动换流阀组示意图

电气设计 主要包括电压设计、电流设计、晶闸管换流阀的阻尼均压电路、晶闸管换流阀的触发系统、晶闸管换流阀的监视和保护系统。

电压设计 晶闸管换流阀通过一定数量晶闸管级的串联达到规定的电压承受能力。此外，每个阀中还必须按规定增加一些晶闸管级，作为两次计划检修之间损坏元件的备用，称为冗余晶闸管级。为确保阀能承受各种过电压，在进行阀的耐压设计时应考虑足够的绝缘强度。假定所有冗裕晶闸管级数都损坏，晶闸管换流阀仍应具有下列规定的绝缘强度：对于标准操作冲击电压波，应高于避雷器标准操作保护水平的 10%～15%；对于标准雷电冲击电压波，应高于避雷器标准雷电保护水平的 10%～15%；对于陡波头雷电冲击电压波，应高于避雷器陡波头雷电保护水平的 15%～20%。

设计时，单阀晶闸管元件的串联数可根据下式确定

$$U_{SM}=\frac{SIPL\cdot K_d K_m}{n_t-n_r}$$

式中 n_t 为单阀中串联晶闸管总数；n_r 为冗余晶闸管数；$SIPL$ 为阀避雷器的操作冲击过电压保护水平；U_{SM} 为晶闸管的非重复电压额定值；K_d 为电压不均匀系数，操作冲击电压的不均匀系数一般取 1.05～1.075；K_m 为操作冲击过电压安全系数，一般取 1.15。

电流设计 晶闸管换流阀除了能承受额定负载电流及过负荷电流外，还必须承受由于故障引起的暂态过电流。在计算阀过电流时，应考虑最严重的故障类型，如直流母线短路故障、桥臂短路故障以及换流变压器 Y 型接线的阀侧绕组中性点对地短路故障等。晶闸管的制造水平使得单个晶闸管已具有足够的电流能力，基本不需要晶闸管的并联。

阻尼均压电路 包括阻尼吸收电路、直流均压电阻和阀电抗器，有些设计中还具有组件均压电容。其作用是在各种波形的电压下使阀内电压分布均匀，在各种暂态过程中阻尼振荡，以保护晶闸管。阻尼吸收电路的作用还有为晶闸管电子电路提供电源等。直流均压电阻的作用是稳态均压以及为晶闸管提供监控和保护触发信号等。阀电抗器的作用是：①在陡波冲击条件下减少晶闸管所承受的电压；②限制晶闸管开通电流的上升率；③改善阀内的电压分布等。组件均压电容的作用主要是在陡波冲击下改善组件间的电压分布，以避免层间放电。

触发系统 从换流器控制装置的触发信号输出端到相应的换流阀晶闸管门极之间实现触发信号的传输、分送、变换和触发脉冲形成的整套系统。触发系统的主要功能是将地电位的触发信号转换成 n 个（n 为换流阀中的晶闸管数）信号，分别传送到处于高电位的晶闸管的门极回路，并在高电位对触发信号进行放大和整形，使其能够可靠地触发晶闸管。晶闸管换流阀触发系统的技术要求是：①可靠性高，能保证换流阀的正常工作；②同步性好，使阀中全部串联元件在允许的时差范围内同时开通，避免最后开通的元件承受过电压而损坏；③保证处于地电位的控制设备与晶闸管门极回路间具有足够的绝缘强度；④抗干扰能力强，避免触发脉冲丢失或误触发；⑤处于高电位的触发脉冲形成回路耗能低，能产生具有足够陡度（波头时间为 0.5～1μs）和幅值（为

5～10A）的触发脉冲，确保晶闸管可靠触发等。

直流输电工程采用光电传输方式来实现地电位和高电位之间的传送。对于电触发晶闸管阀，触发系统先将地电位的触发信号转换成光脉冲信号，经光纤传送到处于高电位的光电转换器，再转换成电信号，经放大和整形，产生符合要求的触发脉冲，送到晶闸管门极。在高电位的门极电路中有一个储能回路，以提供触发脉冲所需的能量。

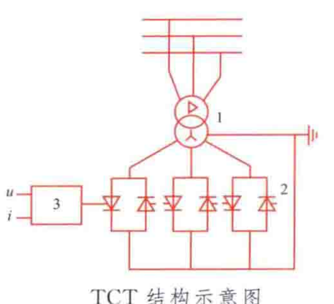
监视和保护系统　为保证晶闸管换流阀的安全运行，特别是避免运行中晶闸管元件损坏，提高运行可靠性而采取的一系列措施。晶闸管监视系统的功能主要有：晶闸管故障监视、触发回路（包括光纤系统和电源）故障监视、阻尼回路故障监视以及保护触发动作监视等。所有的监视信号通过光纤传至处于地电位的监视和控制系统。晶闸管换流阀除采用避雷器保护外，还具有保护功能：①正向过电压保护触发；②恢复期内的 du/dt 保护；③反向恢复时间保护等。

防火要求　晶闸管阀在设计、制造、安装上应能消除任何原因导致的火灾，以及火灾在阀内蔓延的可能性。对于换流阀的防火应考虑的要求：①阀内的非金属材料必须是阻燃的，并具有自熄灭性能。②阻尼和均压电容，应避免采用充油元件。③阀内电子单元应使用安全可靠的阻燃元件，并具有充分的热容量，可采用阻燃材料将电子设备完全隔离。④阀内的电气连接应可靠，并具有充分的热容量，避免产生过热和电弧。⑤在相邻的材料和光纤通道之间可设置不燃的防火板，或采用其他措施，阻止火灾的蔓延。阀内的防火隔板布置要合理，避免由于隔板设置不当导致阀内元件过热。⑥冷却系统应安全可靠，避免因漏水、冷却水中含杂质以及冷却系统腐蚀等原因导致的电弧和火灾。

jingzhaguan kongzhi bianyaqi

晶闸管控制变压器

（thyristor controlled transformer，TCT）　用反向并联晶闸管阀与高阻抗变压器二次绕组串联，并通过晶闸管阀的相位控制来调节无功功率的一种静止无功补偿装置（SVC）。其主要优点是：①可直接接入高压系统，省去另外配置降压变压器；②通过配置二次电压和选择晶闸管元件参数，优化装置的整体性能；③装置具备快速调节和分相控制能力。其主要缺点是：①由于 TCT 产生的谐波电流穿越变压器，导致其损耗加大；②高阻抗变压器的结构设计和制造工艺较常规变压器复杂，造价高。TCT 配以固定连接或开关投切的滤波器组，组成感性或容性无功功率连续可调的 SVC，适用于轧钢机、压延铝和电弧炉等冲击负荷的动态无功补偿，也可用于电力系统的无功补偿。随着超高压输电技术的发展，一些国家也将 TCT 作为可控并联电抗器的一种形式，用于输电系统的无功控制。



TCT 结构示意图

1—高阻抗变压器；2—晶闸管阀；3—控制器

结构及原理　TCT 的工作原理与晶闸管控制电抗器相似。其结构示意图如图所示。其中，高阻抗变压器（见电力变压器）的漏抗通常设计在 80%～85%。由于漏磁通大，需采取磁屏蔽、漏磁收集和拉直横向磁通等措施，以避免可能引起的损耗增加和局部过热。

发展概况　自 1976 年起，日本以及德国的一些电气制造公司为钢铁企业提供 TCT 型静止无功补偿装置，单台容量为 1～20Mvar，晶闸管阀的额定电压大约为 1kV。1979 年在加拿大 735kV 输电系统的劳伦第德变电站投入了额定容量为 450Mvar 的 TCT。2001 年 BHEL 公司在印度伊塔尔西（Itarsi）变电站投运一台 420kV、50Mvar 带滤波补偿绕组的 TCT 型可控并联电抗器。由于晶闸管阀串联技术的成熟，作为 SVC 应用的 TCT 已被晶闸管控制电抗器型 SVC 所取代。

jingzhaguan kongzhi diankangqi

晶闸管控制电抗器

（thyristor controlled reactor，TCR）　用反向并联晶闸管阀与电抗器串联，并通过对晶闸管阀触发角的相位控制来调节补偿无功功率的静止无功补偿装置。其主要优点是：①可在较广的范围内连续输出感性无功功率；②动态响应时间短；③可以分相调节；④控制灵活。应用时需考虑，产生的谐波电流与触发角相位有关，通常将并联电容器支路配合使用设计为滤波器。图 1 和图 2 分别为鞍山 220kV 红一堡变电站晶闸管控制电抗器装置和阀组。



图 1　鞍山 220kV 红一堡变电站晶闸管控制电抗器装置



图 2　鞍山 220kV 红一堡变电站晶闸管控制电抗器装置阀组

工作原理　晶闸管控制电抗器主要由电抗器、晶闸管阀

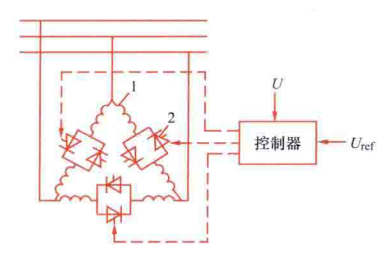


图 3 TCR 结构示意图
1—主电抗器；2—晶闸管阀

和控制器等组成，TCR 结构示意如图 3 所示。

在正弦电压作用下，电抗器中的电流 i_L 受控于 TCR 晶闸管阀的触发角 α，其基波有效值为

$$I_{L1}=\frac{U(2\alpha-2\pi-\sin2\alpha)}{\pi X_L}$$

TCR 分支等值电纳为

$$b_L=\frac{2\alpha-2\pi-\sin2\alpha}{\pi X_L}$$

TCR 输出的感性无功功率为 $Q_L=U^2b_L$，通过调节晶闸管阀的触发角 α，就可以连续调节 Q_L。

可将 I_L 的谐波有效值表示为 $\sum I_{Ln}$，其中

$$I_{Ln}=\frac{2U}{\pi X_L}\left[\frac{\sin(n+1)\alpha}{n+1}+\frac{\sin(n-1)\alpha}{n-1}-\frac{2\cos\alpha\sin n\alpha}{n}\right]$$

式中 X_L 为电抗器阻抗；n 为 3、5、7、…、$2k\pm1$，可能产生的最大谐波电流值列于下表。

最大谐波电流值

谐波次数 n	3	5	7	9	11	13
谐波电流（I_{Ln},%）	13.78	5.05	2.59	1.57	1.05	0.75

在对称条件下，把 TCR 支路接成三角形，可消除 3 倍次谐波电流；把三相 TCR 分成相同容量的两组，通过多绕组变压器接成互差 30°的 12 脉波方式，可消除 5 次和 7 次谐波电流。

用途　TCR 静止无功补偿装置，是动态无功补偿的重要类型，被广泛应用于冲击负荷工业用户和电力系统中。（见静止无功补偿装置）

发展概况　自 20 世纪 70 年代初 TCR 开始进入工业应用以来，世界上已有数千套 TCR 投入运行，取得了良好的运行效果。TCR 已经成为静止无功补偿装置的主要发展型式之一。中国设计制造中小型容量（5～45Mvar、6～35kV）、用于补偿工业冲击性负荷的 TCR 装置已大量投运，应用于补偿交流电弧炉的 TCR 装置最大容量已达到 200Mvar，应用于电力系统的 TCR 容量也已超过 200Mvar，电压等级达到 500kV。中国已具备设计制造大型 TCR 装置的能力。

jingzhaguan touqie dianrongqi

晶闸管投切电容器　(thyristor switched capacitor, TSC)　由反向并联晶闸管阀与电容器组以及小电抗器串联组成的静止无功补偿装置。晶闸管阀用于电容器的投切操作。该装置提供的容性电流只能分级调整。常与固定电抗器或晶闸管控制电抗器、晶闸管控制变压器、饱和电抗器配合在一起使用，以便在容性和感性区连续控制输出电流。其主要优点是：①可快速频繁投切；②投切操作时对系统的冲击电流小；③有功损耗小；④不产生高次谐波电流。主要问题是：①向系统提供的无功电流只能作级差变化不能平滑调节；②正常断开后晶闸管阀所承受的电压可能达到系统额定电压的峰峰值，对晶闸管阀组耐压要求高，从而造价高；③同其他并联电容器补偿装置类似，可能引发谐波放大，影响正常工作。图 1 和图 2 分别为福建贵峰 220kV 变电站晶闸管投切电容器装置和阀组。



图 1 福建贵峰 220kV 变电站晶闸管投切电容器装置

工作原理　其结构如图 3 所示。其中限流电抗器的作用是限制电容器投入时的暂态涌流和降低主电路的电流上升率，限流电抗器的感抗值约为容抗值的百分之几至百分之十几。在电源电压瞬时值最大时，晶闸管阀接受来自控制器发来的触发脉冲而导通，使电容器在电流过零时开始通电，此电流半波将在电容电流再次回零时由晶闸管阀自然关断。由于 TSC 控制器每隔半周波便轮流向晶闸管阀两个方向的晶闸管发出整个半周波全导通的触发脉冲，所以电容器中流过的电流为连续正弦波，不含谐波分量。

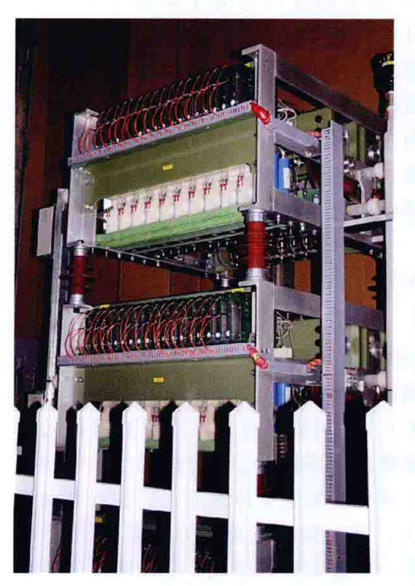


图 2 福建贵峰 220kV 变电站晶闸管投切电容器装置阀组

性能比较　晶闸管投切电容器型静止无功补偿装置与用断路器分组投切（breaker switched capacitor, BSC）方式的技术性能比较见表。

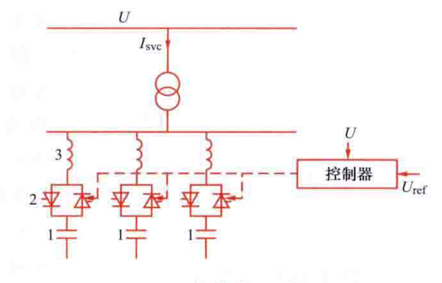


图 3 TSC 结构示意图
1—电容器组；2—晶闸管阀；3—限流电抗器

TSC与BSC的技术比较

项目	TSC	BSC
实现投切的设备	晶闸管阀	断路器
投切特点	①可精确控制合闸相位，准确在电流过零时投入电容器，不会引起过流过压问题；②投切速度快，1～2工频周期；③可连续、频繁投切	①若没有特殊的控制设备，难以控制合闸相角，会在投切操作时产生过流过压问题；②投切速度慢，达3～5工频周期；③不能连续频繁投切
维修	维修的频度与投切的次数关系很小	维修频繁且与投切次数关系密切
使用范围	冲击性负荷以及电力系统动态无功补偿	变化频度不高的负荷补偿
价格及维修费	价格高，维修费低	价格低，维修费高

用途 TSC适用于主要要求补偿感性无功功率且有冲击性负荷的工业用户，用于电力系统需要快速响应，如增加系统对功率振荡阻尼、电压控制的场合。当需要较频繁地投切补偿电容器而机械投切设备又不能满足这种要求时，TSC常常成为首选。TSC也常与晶闸管控制电抗器（thyristor controlled reactor，TCR）或其他种类的补偿设备配套使用。

发展概况 第一套大型TSC工业装置是1972年由瑞典制造的，容量为60Mvar，安装在瑞典的一家钢铁厂，用于电弧炉功率因数补偿，提高母线电压的稳定度，晶闸管阀的额定电压是20kV。1980年瑞典又首次把TSC与TCR组配应用，用于平衡由于单相电气化铁路负荷引起的三相电压不对称问题。中国在平顶山—武昌500kV交流输电线路中，在凤凰山变电站引进瑞典2套TCR+TSC型静止无功补偿装置，这是世界上首例这种类型的静止无功补偿装置用于500kV输电系统，其TSC和TCR的容量各达到60Mvar，晶闸管阀组电压为8kV。2008年，经过技术改造，该套装置的控制保护系统、晶闸管阀组及其冷却系统都已实现国产化。

Jing'an 500kV dixia biandianzhan

静安500kV地下变电站

(Jing'an 500kV underground substation) 中国第一座500kV地下变电站，位于上海市静安区。2005年12月开始建设，2010年3月正式投入运行。

建设规模 静安变电站为500kV变电站和220kV变电站合建工程，其中500kV变电站电压等级（kV）为500/220/66；220kV变电站电压等级（kV）为220/110/35。500kV主变压器远期3组，一期2组，每组容量1500MV·A；220kV主变压器远期3台，一期2台，每台容量300MV·A。500kV出线远期3回，一期2回；220kV远期出线19回，进线1回，一期出线13回，进线1回；110kV出线12回，35kV出线36回，一次上齐。220kV高压并联电抗器远期3组；66kV低压并联电抗器远期12组，一期8组；35kV低压并联电抗器远期3组，一期2组。所有出线均为电缆出线。

电气主接线 500kV采用线路-变压器组接线，一期2线2变，安装2台断路器。220kV远期按双母线三分段规划；一期安装其中两段，为双母线双分段接线，其中1台220kV主变压器与1回220kV进线采用线路-变压器组接线。110kV采用单母线三分段接线。66kV采用单母线接线，设总回路断路器。35kV采用单母线六分段接线。

设备型式 500、220、110、66、35kV母线侧分别按短路电流水平63、50、25、31.5、25kA选择电气设备。

500、220kV主变压器分别采用单相自耦和三相油浸式、无励磁调压、强油水冷变压器。500、220、110、66kV采用气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）设备，35kV采用GIS开关柜。220kV电抗器按三相油浸水冷式考虑位置。66kV电抗器采用油浸水冷式，35kV电抗器采用油浸自冷式，35kV接地变压器采用油浸式。

总体布置 结合城市规划和配合周边景观布局，变电站本体按全地下设计，结构本体形状为圆筒形。地面部分建设静安雕塑公园二期，地下主体部分分为4层。图1为变电站剖面效果图。



图1 静安500kV地下变电站剖面效果图

地下4层主要为电缆层、进风机房、水工辅助泵房和水池、变压器及电抗器基础和油池、事故油池。

地下3层布置有主变压器、电抗器、500kV GIS设备、站用电系统、接地变压器、220kV线路-变压器组接线的GIS设备、66kV GIS设备、2号继电器室。500kV GIS设备以变压器为单元采用分散布置方式。

地下2层布置有电缆隧道接口、电缆层、气体消防钢瓶室、冷却塔的送风机房。

地下1层布置有220、110kV GIS设备及35kV GIS开关柜、1号继电器室、保安电源系统、户内冷却塔、水工设施和生产辅助设施。几乎全站有电缆进出线的设备均布置在本层。

电气设备之间根据距离的远近分别采用电缆和GIS管线连接。

工程特点 全站总建筑面积57 615.18m^2，其中地下部分55 808.88 m^2，地面层建有主控室和进出风口。

变电站本体为桶体全地下结构，采用大面积清水混凝土施工技术。桶体外径130m。基坑开挖深度34m。由于工程建设地位于城市中心，为了极大限度地控制施工对环境的影

响，采用逆作法施工，即工程开挖时利用工程自身的结构板作为支持结构，完成上一层结构后进行下一层土方开挖，直至完成大底板土方开挖和结构施工。变电站站址如图 2 所示。



图 2 静安 500kV 地下变电站站址

jingdian fangdian kangraodu shiyan

静电放电抗扰度试验 （electrostatic discharge immunity test） 为检验静电放电（ESD）对电气和电子设备运行性能的影响而进行的试验，在有些标准中也被称为静电放电敏感性试验或简称为静电放电试验。介电常数不同的两种绝缘体相互摩擦时，两物体间会因电荷转移而各带不同符号的电荷，这种情况称之为摩擦起电或静电充电。静电电荷释放时称为静电放电。例如人在地毯上行走，鞋底与地毯发生摩擦，或人穿化纤衣服，纤维间摩擦或衣服与座椅间摩擦，都可能使人体带电。人的静电充电电压由于环境及安装条件不同而不同。一般静电充电电压可达数千伏至十数千伏。带电的人接触计算机或其他电子设备的键盘或按钮时，就可能对该设备放电。另外，带静电的人可能对其他邻近物体放电，或带静电的相邻物体间放电。静电放电产生的电磁骚扰耦合到电子设备内部电路，可能使电子测量和控制系统失灵，也可能使计算机程序出错或丢失数据。静电放电抗扰性试验是一项非常重要的试验，对工业用、办公室以及家用电子设备都需进行。

试验波形与等级 国际电工委员会（IEC）有关标准中规定，静电放电电流波形如图 1 所示。由图 1 可见，静电放电波形呈单极性脉冲状。波头很徒，只有数纳秒。试验等级分为四级，更严重的特殊情况可由有关方面另定，如表所示。表中，接触放电适用于试品表面为导电体的情况；空气中放电适用于试品表面有绝缘漆膜的情况。试验等级的选择须根据具体的环境条件。例如：采用了抗静电材料、环境相对湿度不小于 35%，可选 1 级；若人着化纤服装，未采取其他防静电措施，环境相对湿度可能小于 10%，则应选 4 级，甚至更高的级别。

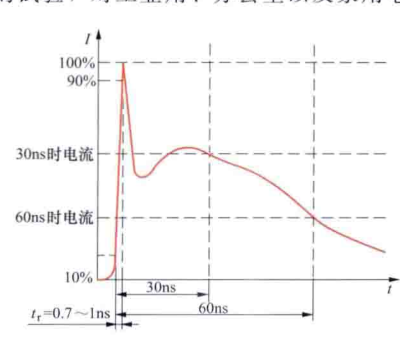


图 1 静电放电电流波形

试 验 等 级

接触放电		空气中放电	
等级	试验电压 (kV)	等级	试验电压 (kV)
1	2	1	2
2	4	2	4
3	6	3	8
4	8	4	15
×*	特定	特定	特定

* ×是开放等级，可在产品规范中给出。

试验设备 试验设备原理图如图 2 所示。图中，储能电容器 C_s 模拟人体的电容；放电电阻 R_d 模拟人握有例如钥匙或工具等金属特体时的电阻。试验时，端子 A 接规定形状的尖端放电电极，端子 B 接规定特性的接地参考平面。表中规定的试验电压是指未放电前储能电容器 C_s 的充电电压。标准中规定：当放电时，装置必须能产生足够大的电流，例如对 1 级试验等级放电电流的尖峰值应为 7.5A，而对于 4 级，则应为 30A。

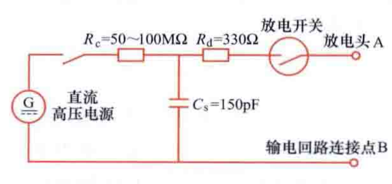


图 2 静电放电发生器原理图

R_c—充电电阻；C_s—储能电容器；R_d—放电电阻；G—高压直流电源

试验程序 被试设备以绝缘物支起，置于接地的参考平面上。试品的电源及信号电缆以及接地点的布置，均应反映实际的安装条件。试验分为对试品直接放电和对试品附近的耦合面实施放电（间接放电）两种情况，后者是模拟人对被试品附近的物体放电。①直接放电。这种放电仅仅适用于在正常使用中人员可能接近的试品上的一些点和表面。首先选定敏感的放电点，然后对选定的试验点以最敏感的极性至少放电 10 次，相继放电间的时间间隔至少 1s。②间接放电。在试品的下面以及四个侧面设置耦合面（经电阻接地的导电平面），耦合面与试品平行，相距 0.1m。对不同位置的耦合面施加至少 10 次放电。相继放电间的时间间隔至少 1s。如图 3 所示。

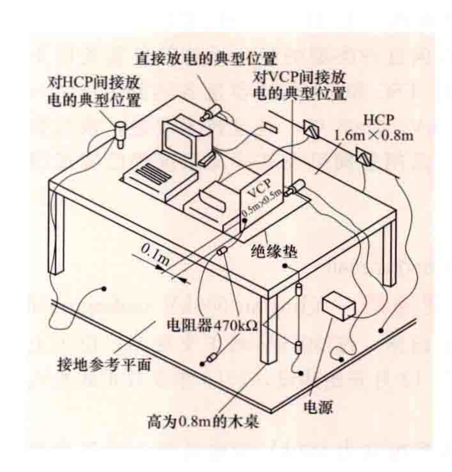


图 3 台式设备试验布置

VCP—垂直耦合面；HCP—水平耦合面

试验结果的评价 见电磁抗扰度试验。

试验报告 见电磁抗扰度试验。

jingzhi tongbu buchang zhuangzhi

静止同步补偿装置 （static synchronous compensator, STATCOM） 由并联接入系统的电压源换流器构成，能够发出或吸收无功功率的静止型同步无功电源。通过改变其输出，可以对电力系统的某些参数（如电压）进行控制，

又称静止无功发生器（static var generator，SVG）等。STATCOM的作用与静止无功补偿装置（static var compensator，SVC）相似，可以进行连续控制，快速地改变其发出的无功功率，具有较强的无功调节能力，为电力系统（或者负荷）提供动态无功电源，实现多种调节功能，性能较SVC更优，造价比SVC要高。

主要特点与性能 STATCOM的作用与可产生三相工频电压的同步电机相似，但没有运动部件。一般来说，STATCOM包含由可关断电力电子开关器件组成的直流—交流自换相换流器及其控制系统。它可看作通过一个电抗（变压器漏抗）接入系统的交流电压源，通过控制输出电压的幅值和相位，或直接控制其交流侧的输出电流，吸收或发出满足系统要求的无功电流。

在补偿无功电流的基础上，STATCOM也可输出相应的谐波电流，则同时实现补偿无功电流和谐波电流的双重目标。需要说明的是，STATCOM只能补偿负荷产生的部分谐波电流，不能消除电网的背景谐波电压。用于供电系统及工业用户的STATCOM（也称DSTATCOM）的设计要求常常包括无功补偿、功率因数校正、平衡系统三相电压、谐波治理等多种功能，其容量较小，用途不同，其技术特点也不同。

基本结构 有基于电压源换流器和电流源换流器两种类型，直流侧分别采用电容和电感这两种不同的储能元件。实际上，由于运行效率的原因，迄今投入使用的STATCOM大都采用电压源换流器。

工作原理 工作时通过大功率电力电子器件的通断将直流侧电压转换成与交流侧电网同频率的输出电压，当仅考虑基波频率时，STATCOM可等效为幅值和相位均可控制的一个与电网同频率的交流电压源。如果未计及连接电抗器和换流器的损耗，STATCOM的工作原理可用图1所示的单相等效电路图来说明。只需使STATCOM输出的交流电压 $\underline{U}_g$ 和电网电压 $\underline{U}_s$ 同相，如图2中所示，仅改变 $\underline{U}_g$ 幅值大小即可控制STATCOM从电网吸收的电流是超前还是滞后90°，并能控制该电流的大小。

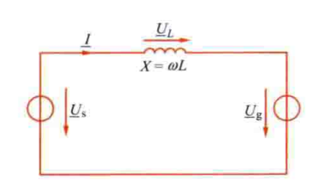


图1 STATCOM的单相等效电路图（未计及损耗）

对于传统SVC中的谐波问题，在STATCOM中则可采用多重化技术、多电平技术和脉宽调制（pulse width modulation，PWM）技术来进行处理，以消除次数较低的谐波，并使较高次数的谐波电流减少到可以接受的程度。

在平衡的三相电路中，不论负载的功率因数如何，三相瞬时功率的和在任何时刻都等于三相总的有功功率；各相的无功功率在交流侧来回往返而三相电源和负载之间可没有无功流动。所以，理论上讲STATCOM的换流器直流侧可不设储能元件。

主电路拓扑结构 高压大容量STATCOM中常用的主电路有变压器多重化结构和多电平结构。变压器多重化结构通过曲折变压器将若干个单相或三相换流器连接在一起，具有成倍增加装置容量、改善输出电压谐波性能的优点，但也带来价格昂贵、损耗增加、占地面积增加、变压器的铁磁非线性饱和引起过流、换流器侧电压波形畸变等问题。多电平结构主要有二极管钳位结构、飞跨电容钳位结构和链式结构。多电平换流器的主要优点是不通过器件的直接串联即可实现高压输出。为实现高压大容量STATCOM，通常需要较大的电平数目。对于二极管钳位和飞跨电容钳位结构，当电平数目增加时，所需要的钳位二极管数目和钳位电容数目将以平方倍增加，使电路结构十分复杂，甚至在工程实际中无法实现。现有研究结果表明，在电平数目大于4时，二极管钳位换流器的直流电容电压平衡控制将难以实现。相对而言，当电平数目增加时，链式结构较易实现较高的电平数目，且链式结构可采用模块化设计，便于容量扩展和通过冗余链节提高装置的可靠性。

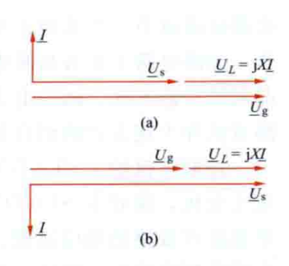


图2 STATCOM的相量图（未计及损耗）

(a) 电流超前；(b) 电流滞后

STATCOM主电路拓扑主要有功率单元并联变压器多重化方案、链式H桥方案和模块化多电平换流器（modular multievel convener，MMC）方案三种选择。

功率单元并联变压器多重化方案 采用一台或几台降压变压器将35kV甚至更高的电网电压降低到适合换流器可靠工作的电压等级，在每个变压器的二次侧并联多个换流器功率单元。功率单元可采用两电平或多电平结构。使用时应综合考虑不同换流器间的移相角度，还要结合谐波、动态响应、是否采用三电平结构或PWM脉宽调制等问题。该方案具有系统结构简单、体积小、可靠性高、输出谐波小、换流器和控制可模块化、对换流器的绝缘水平要求低等优点，缺点是需要容量较大的降压变压器。

链式H桥方案 每相都由若干单相换流器（即链节）串联组成，根据电压等级确定是否用大容量变压器接入系统。该方案在35kV及更低电压下无需变压器，具有可模块化设计、体积小等优点，也存在对系统的绝缘水平要求较高的缺点。一个链节的输出电压可有 $-U_{dc}$、0、U_{dc} 三种状态，N 个链节串联的输出电压峰值范围为 $[-NU_{dc}, NU_{dc}]$，而电平数目为 $2N+1$。对三相链式H桥STATCOM而言，有Y型和△型两种联结型式。对于确定的电压等级和容量等级，Y型和△型联结的主要区别是阀组承受的电压等级和电流等级不同，由此会导致占地面积和成本会略有差别。Y型和△型联结方式，系统对称时补偿特性相同，系统不对称时△型联结方式的补偿性能较好。

模块化多电平换流器方案 由多个电力电子器件子模块进行级联而成。一个子模块的主体结构由两个电力电子器件串联组成一个半桥换流器，同时并联一个直流电容，辅助元件可包括快速旁路开关、短路保护晶闸管、均压电阻、控制单元和电容充电回路等。尽管MMC方案在电压源型直流输电方面已有工程应用，但在STATCOM方面尚无工程应用。MMC方案具有结构简单、技术先进、占地面积小等优点。

当链节或MMC子模块发生故障时，需要旁路电路快速

旁路故障链节，使其他正常链节或MMC子模块仍能正常工作。旁路电路主要有晶闸管反并联旁路方式、二极管整流加晶闸管旁路方式、链节电力电子器件旁路方式、旁路开关旁路方式和上述方式的组合等。

控制与保护 STATCOM的控制目标主要是抑制暂态电压变化，既要求STATCOM能动态补偿较大的容量，又要求具有较快的响应速度。STATCOM控制与保护可实现：①提高暂态电压稳定性，防止电压崩溃事故；②提供动态无功支撑，加速故障后电压恢复，减少低压释放负荷；③根据电网调度和控制的需要，以部分无功容量参与日常的稳态调压；④提供阻尼控制，抑制电网功率振荡；⑤作为自动电压控制（AVC）系统的子单元，参与全网无功/电压控制。

STATCOM的控制系统可分为系统级控制、装置级控制和底层控制三部分。系统级控制即电力系统控制，确定STATCOM的运行功能以及无功和/或有功功率需求量。系统级控制（见图3）可有暂态电压控制、远方控制、稳态调压、恒无功输出、附加阻尼控制五种模式，其中远方控制模式和附加阻尼控制模式应根据需要选取。装置级控制分为相量计算与控制环节和瞬时电流控制环节。相量计算与控制环节的主要功能是对系统的电压电流进行检测，并根据系统运行的控制策略得出每相无功补偿电流的参考电流。瞬时电流控制环节根据参考电流值和反馈的实际输出电流值，采用瞬时电流跟踪控制策略，得到输出参考电压，主要目的是实现快速的动态无功电流控制，使STATCOM具有尽可能快的动态响应速度。装置级控制还应负责直流电容电压的控制和平衡、装置起动。底层控制根据参考电压，产生所需要的脉冲控制信号。装置级控制和底层控制确定电力电子器件的门极控制，保持每个电力电子器件在其电压和电流的限值以内，使换流器在各种系统运行条件下工作在安全范围内。

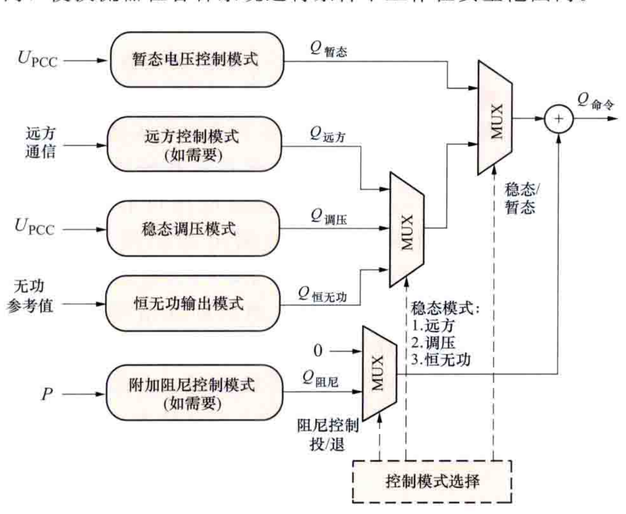


图3 系统级控制方案

STATCOM装置的保护动作有脉冲闭锁保护和跳闸保护两级。脉冲闭锁保护是一种快速的保护动作，在几十微秒以内将所有电力电子开关器件全部关断，以保护开关器件不受损坏，或者故障不再扩大。跳闸保护是一种较慢的保护动作，通过机械开关的断开使STATCOM装置彻底脱离电网退出运行，并使故障不扩大到电网。保护配置可分为装置层、模块层和器件层三个层次。

损耗 STATCOM功率器件的损耗包括静态损耗、开关损耗和驱动损耗。静态损耗包括通态损耗和截止损耗。开关损耗包括开通损耗和关断损耗。STATCOM装置的损耗和补偿容量的关系通常不是线性的。工作在满容量情况下，装置的总损耗（含变压器）通常不超过2.0%。STATCOM的损耗和SVC相当。随着器件特性的不断改进以及其他新型器件的使用，其损耗还会下降。

基本性能与作用 STATCOM在电力系统中的作用与静止无功补偿装置(static var compensator，SVC）相似，但性能更优；工作原理与SVC不同，造价比SVC高。STATCOM能够控制其输出电流在其最大容性值和最大感性值之间变化，而不依赖交流系统电压，SVC的输出电流随交流系统的电压而变化，如图4和图5所示。因此，在提供电压支撑和改善系统稳定性方面，STATCOM比SVC更有效。下表给出传统SVC与STATCOM的比较。

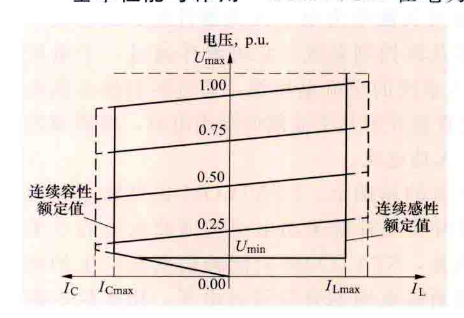


图4 STATCOM的电压-电流特性

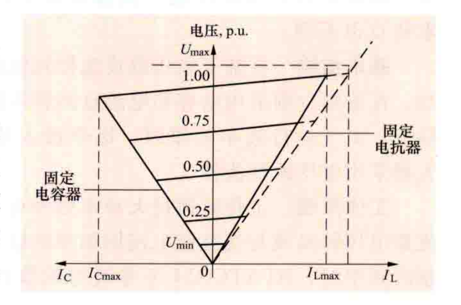


图5 SVC的电压-电流特性

传统SVC与STATCOM的比较表

比较项目	SVC	STATCOM
基本原理	相位控制或投切阻抗	电抗后面的可控电压源或电流源
稳态运行特性	输出无功电流与系统电压成正比	输出电流与系统电压无关；输出无功功率与系统电压呈线性关系
在电压变化时的行为	恒定阻抗	恒定电流
占地面积	大（电抗器，电容器）	比SVC要少1/3
系统频率变化	恒定电容和恒定电感性质	恒定电流源性质，触发控制与系统电压同步
对故障水平贡献率	无	最大额定电流
电压控制和响应	响应决定于系统强度，需要变动增益控制	比SVC响应要快，特性要好
对系统传输能力、稳定性和阻尼的改善	有，决定于本身的容量及装设地点	同SVC，但要好得多
起动加电	直接由高压系统加电	要对储能装置（如电容器）充电到运行电压

续表

比较项目	SVC	STATCOM
短路、电压低落、短路断电时的行为	（被动地）决定于控制，无短时过载能力	直流电容放完电之前为电流源，短时过载能力取决于电力电子器件热条件
提供瞬时有功	无	可以，但决定于储能部件
对不对称负荷平衡能力	有	有
对电压闪变的补偿	有	比 SVC 强
产生的谐波	TCR 为低次谐波电流源	由换流器的结构决定，为高次谐波电压源
系统及谐波放大	有谐振的效应	不大
谐波滤波	一般需要无源滤波	决定于 STATCOM 的结构
对电力品质改进	有效但有限	比 SVC 要强得多

发展概况 20 世纪 70 年代末，美国和日本开始对电压源型静止同步补偿装置进行开发研究。1991 年，日本±80Mvar的STATCOM 投入试运行，1995 年、1997 年容量为±100Mvar 和±160Mvar 的 STATCOM 分别在美国投入试运行。2003 年，三菱和美国圣迭戈电气联合研制出±100Mvar的 STATCOM 装置，由两套±50Mvar 的 STATCOM 组成。2003 年，阿尔斯通研制出±150Mvar 的链式 STATCOM 装置，由两套±75Mvar 的链式 STATCOM 组成。2004 年，ABB 公司研制出±95Mvar 的 STATCOM 装置。2006 年，中国首套基于集成门极换向晶闸管（intergrated gate commutated thyristor，IGCT）的±50Mvar 链式 STATCOM 在上海黄渡分区西郊变电站投运（见西郊 220kV 变电站静止同步补偿装置工程）。2011 年，容量为±200Mvar的链式 STATCOM 在广东东莞变电站投运。

电力电子器件是 STATCOM 的核心硬件之一，也是构成换流器的关键器件，STATCOM 所用的电力电子器件经过晶闸管，门极可关断晶闸管（gate turn-off thyristor，GTO），门极换向晶闸管（gate commutated thyristor，GCT），集成门极换向晶闸管（IGCT）后，绝缘栅双极型晶体管（insulated gate bipolar transistor，IGBT）和注入增强栅晶体管（injection enhanced gate transistor，IEGT）逐渐成为主流选择。IEGT 实际上也是一种 IGBT 类器件，不同之处只在于 IEGT 的门极宽度较大。

传统的大功率 STATCOM 经常采用优化 PWM 方法，该方法主要不足在于优化方程复杂，难以实时求解，在需要快速控制的场合效果不佳。随着电力电子技术的进步，载波调制类和空间矢量调制类方法逐渐成为主流。

STATCOM 的发展趋势是：①主电路方案设计的高压大容量化、高效化、小型化和低成本化；②MMC 方案将会得到更加广泛深入的研究，甚至会有工程实际应用；③换流器的直流侧如果采用直流储能设备，如蓄电池组、超导储能线圈等，STATCOM 将可以短时间地向系统提供有功功率，这将使 STATCOM 的用途扩大（见图 6）；④STATCOM会采用开关频率更高的器件，可更充分地利用 PWM 技术。



图 6 张北国家风光储输示范工程 STATCOM

jingzhi tongbu chuanlian buchang zhuangzhi

静止同步串联补偿装置

(static series synchronous compensator，SSSC/S^{3}C) 串联于输电线路中，基于可关断电力电子器件组成的电压源换流器，能够注入一个与线路电流成适当相角电压的静止型同步无功电源。通过改变其输出电压，可改变该输电线路的等效阻抗，从而实现阻尼功率振荡、抑制次同步谐振、提高暂态稳定性等控制目标。

工作原理 在所串联的线路上注入一个大小与线路电流无关，相位与线路电流相位垂直的电压，改变该电压大小就等效改变线路的有效阻抗，从而控制输电系统潮流。如图 1 所示，假设送端电压幅值和受端电压幅值相等，即 $U_s = U_r = U$，送端与受端的电压相角差为 δ，输电线路电抗为 X_L，则受端系统的有功功率 P 为

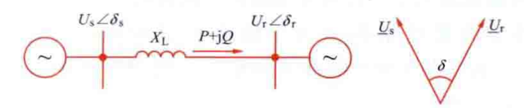
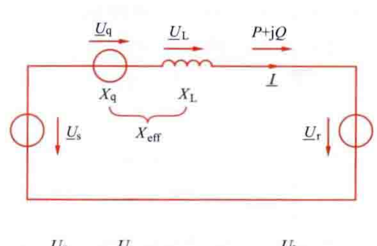


图 1 电力传输的基本示意图

$$P = \frac{U_s U_r}{X_L}\sin(\delta_s - \delta_r) = \frac{U^2}{X_L}\sin\delta \qquad (1)$$

图 2 为接有 SSSC 的双端系统等效电路和相量图。SSSC 输出电压滞后于线路电流 90°时，工作在容性补偿模式，等效成串联在输电线路中的容抗。SSSC 输出电压超前线路电流 90°时，工作在感性补偿模式，等效成串联在输电线路中的感抗。SSSC 等效电抗为 X_q，用 X_q 表示的受端系统有功功率



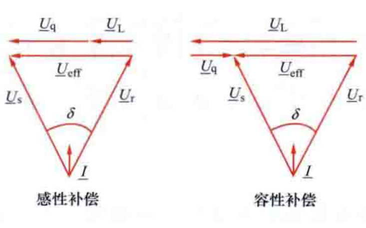


图 2 接有 SSSC 的双端系统等效电路及相量图

P_q 为

$$P_q=\frac{U^2}{X_{eff}}\sin\delta=\frac{U^2}{X_L+X_q}\sin\delta=\frac{U^2}{X_L\left(1+\frac{X_q}{X_L}\right)}\sin\delta \quad (2)$$

可将 SSSC 等效为一个可控电压源，即

$$\underline{U}_q=-jK\underline{I} \quad (3)$$

式中 K 为可控制的、可正可负的实数，其最大值与最小值由 SSSC 装置本身的补偿能力决定。用 U_q 表示的受端系统有功功率 P_q 为

$$P_q=\frac{U^2}{X_L}\sin\delta+\frac{UU_q}{X_L}\cos(\delta/2) \quad (4)$$

设当 $U_q=0$ 时，受端系统有功功率最大值为功率基准。当补偿电压 U_q 取不同标幺值时，接有 SSSC 的双端系统功角特性曲线如图 3 所示。当 $U_q>0$ 时，功角特性曲线上升了，说明通过 SSSC 的正向调节可提高线路输送有功功率的能力。当 $U_q<0$ 时，功角特性曲线下降了，说明通过 SSSC 的反向调节可降低线路输送有功功率的能力。在 δ 较小时，送端向受端的输送功率可以为负，即线路反送有功功率。可见，SSSC 不仅可控制线路潮流大小，还可改变线路潮流流向。

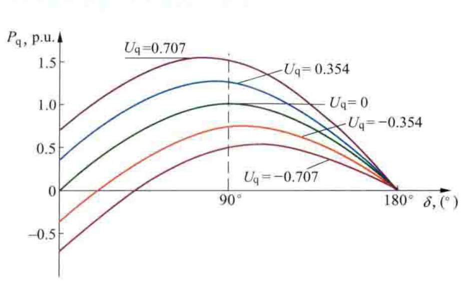


图 3　接有 SSSC 的双端系统功角特性曲线

主电路拓扑结构　由于输电系统的电压等级较高，SSSC 常通过串联变压器接入到输电系统中。与静止同步补偿装置类似，SSSC 主电路拓扑结构也是多种多样的。如图 4 所示的三相桥结构只能补偿正序电压或负序电压，而不能补偿零序电压，如图 5 所示的三单相桥结构可独立控制三相的补偿电压，即使输电线路电压出现不对称，也可进行补偿，但电路结构更加复杂，成本更高。实际工程的 SSSC 装置容量往往很大，由于受到可关断大功率电力电子器件电压、电流和频率的限制，采用上述图示的简单结构很难满足大容量的要求。因此，在高压大容量的场合，主电路换流器通常采用多电平、多重化、单相桥的串联（即链式结构）等来实现。

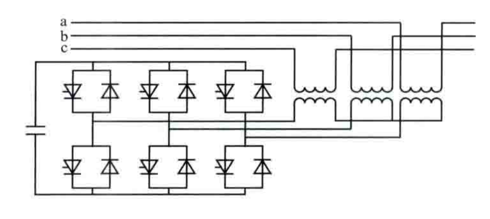


图 4　三相桥结构示意图

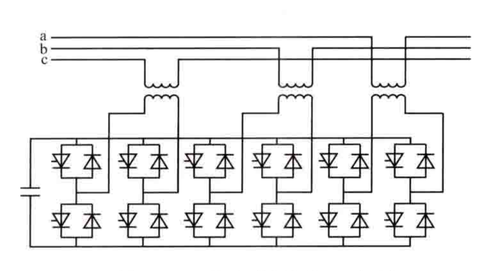


图 5　三单相桥结构示意图

控制　SSSC 的控制目标是在维持换流器直流母线电压稳定的同时，向输电线路注入一个与线路电流相差近似为 90°的可控电压，使其呈现电感、电容特性，快速控制线路的等效阻抗，从而调节线路输送的有功和无功功率等，最终实现阻尼功率振荡、抑制次同步谐振、提高暂态稳定性等。SSSC 能够直接控制的是输出电压，可分为外环控制和内环控制两部分。

内环控制　用于 SSSC 输出电压快速准确地跟踪输出电压参考值。SSSC 输出的实际电压与参考值比较，经过相应的控制环节得到控制电压的相角和幅值。可对 SSSC 输出的实际电压以线路电流为基准进行有功分量和无功分量的分解。通过控制输出电压中的无功分量，即与线路电流相差 90°的电压分量，可控制输出电压的大小，而通过控制输出电压中的有功分量，即与线路电流同相的电压分量，可控制换流器直流母线的电压，使 SSSC 输出电压的控制与换流器直流母线电压的控制实现静态解耦，从而提高控制的响应速度并缩短过渡过程。

外环控制　用于确定 SSSC 输出电压参考值，可具有电抗模式、电压模式、电流模式和有功功率模式等。电抗模式时，SSSC 输出电压使整个 SSSC 等效电抗等于参考电抗值。电压模式时，SSSC 输出电压为参考电压值。电流模式或有功功率模式时，通过控制 SSSC 输出电压确保线路电流为设定的电流参考值或有功功率为给定的参考值。

主要特点　①SSSC 能比可控串联补偿装置（TCSC）更快速或瞬时地响应控制命令，可有效抑制次同步谐振等；②在输电系统功角较小时，SSSC 比 TCSC 改变系统的功角特性能力更强，具有更强的调节输电线路潮流的能力；③不需要交流电容器或电抗器，即可在输电线路中产生或吸收无功功率；④可在容性和感性范围内，产生与线路电流大小无关的、连续可控的同步补偿电压，对输电线路的潮流进行控制；⑤对由于其他原因引起的次同步谐振及其他振荡现象具有固有的抗干扰能力；⑥在换流器直流侧接入储能元件后，可对输电线路进行有功功率的补偿，从而补偿电阻性压降；⑦SSSC 的单位容量造价要比 TCSC 高。

发展概况　SSSC 由美国西屋电气公司的 Laszlo Gyugyi 在 1989 年提出。现在还没有独立安装的 SSSC，但在美国 Inez 变电站安装的统一潮流控制器（UPFC）运行模式中有一种是利用串联补偿器和并联补偿器在直流侧解列，作为 SSSC 运行，并在 1998 年投运试验中进行了 SSSC 模式的相关试验。之后投运的美国马西 345kV 变电站可转换静止补偿器装置工程和韩国康津 154kV 变电站统一潮流控制器装置工程都有单独作为 SSSC 运行的方式。进一步的开发设想有：①采用串联电容补偿装置与 SSSC 装置串联，以降低整个工程造价并充分发挥 SSSC 的优良控制性能；②模块化多电平（MMC）主电路方案将会得到更加广泛深入的研究，甚至会有工程实际应用；③采用开关频率较高的器件，并充分利用脉宽调制（PWM）技术。

jingzhi wugong buchang zhuangzhi

静止无功补偿装置　(static var compensator, SVC)

由电容器、各种电抗元件及晶闸管等构成，与系统并

联并向系统提供或从系统吸收无功功率的装置，简称静补装置。其静止是相对于发电机、调相机等旋转设备而言的。传统的SVC是在机械投切式电容器和电抗器的基础上，采用高压、大容量晶闸管代替机械开关（断路器）而发展起来的，它可以进行投切或连续控制，快速地改变其发出的无功功率，具有较强的无功调节能力，为电力系统（或者负荷）提供动态无功电源，实现多种调节功能。以下分别就SVC的主要类型及性能、晶闸管阀组及其冷却系统、静止无功补偿装置滤波系统、控制和保护系统、在电力系统和工业用户的应用以及发展概况等作介绍。

主要类型及性能 传统的SVC有多种型式，其输出无功功率的改变，是通过并联电容器、电抗器的投切，或通过改变并联电抗元件的电抗值来达到。按调节方式的不同，SVC可分为两大类：一类是晶闸管控制型SVC；另一类是磁控型SVC（magnetically controlled reactor，MCR）。而晶闸管控制型又可分为开关控制和相位控制两种方式；磁控型（MCR）有磁阀式（MCR-1）和裂芯式（MCR-2）两种，前者的相控晶闸管直接接在一次绕组中，后者的相控晶闸管通过控制二次绕组的电流改变铁芯饱和度实现调节（参见磁控型可控并联电抗器）。另外，尚有两种过去曾用过的SVC：①可控饱和电抗器型静止无功补偿装置（controllable saturated shunt reactor，CSR）；②自饱和电抗器型静止无功补偿装置（saturated shunt reactor，SR）。前者由于动态响应速度慢，噪声大、损耗大；后者由于控制不灵活，需配有载调压变压器，噪声大、损耗大等原因，皆不再使用。几种类型的SVC接线示意如图1所示。其中，晶闸管开关控制型的静止无功补偿装置有：晶闸管投切电容器（thyristor switched capacitor，TSC）和晶闸管投切并联电抗器（thyristor switched reactor，TSR）。晶闸管相位控制型包括晶闸管控制电抗器（thyristor controlled reactor，TCR）及晶闸管控制变压器（thyristor controlled transformer，TCT）。由多个SVC并联支路构成的系统也称为静止无功补偿系统（static var system，SVS），SVS的设计是根据工程的需要将不同性能的支路组合而成。

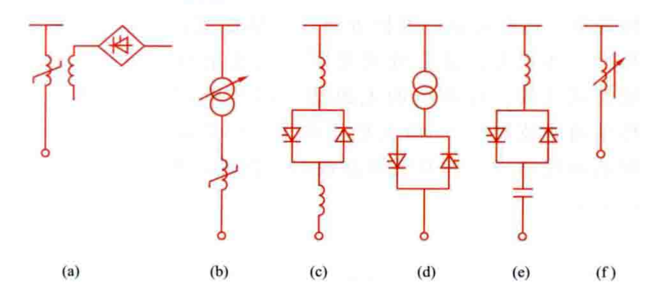


图1 几种类型的静止无功补偿装置接线示意图
（a）CSR；（b）SR；（c）TCR、TSR；
（d）TCT；（e）TSC；（f）MCR

SVC的基本特性包括：①输出特性（$U-I$特性）；②调节的连续性；③响应时间；④控制的灵活性；⑤分相控制能力；⑥产生的谐波；⑦损耗；⑧过负荷能力及耐受电压能力；⑨噪声。几种SVC性能和适用范围比较见表（输出特性均类似，不作为比较项目）。

几种静止无功补偿装置性能和适用范围比较表

项目 \ 型式	CSR	SR	MCR-1	MCR-2	TCR	TCT	TSC	TSR
动态响应速度	较慢	很快	较慢	稍快	快	快	快	快
能否连续调节	能	能	能	能	能	能	级差调节	级差调节
过载能力	取决于电抗器设计	短时3～5倍，较长期1.3倍	取决于电抗器设计	取决于电抗器设计	取决于晶闸管	取决于晶闸管	取决于晶闸管	取决于晶闸管
产生高次谐波情况	有	不大	不大	不大	有	有	无	无
能否增加附加控制	可以	不能	可以	可以	可以	可以	可以	可以
能否分相控制及对三相电压有平衡作用	不能，但有改善作用	不能，但有改善作用	可以	可以，但有局限性	可以	可以，但有局限性	可以，但有局限性	可以，但有局限性
是否需要配有载调压变压器	不	需要	不	不	不	不	不	不
噪声（dB）	100左右	100左右	约85	约85	约75	约85	约60	约75
损耗（%）	1.5	1.5	1.0	1.0	0.7	1.5	0.3	0.7
对电力系统的适用性	弱	适用于限制过电压	弱	适用	强	已很少用	适用	适用
对工业用户的适用性	适用	适用	适用	不适用	适用	适用，但较少用	适用	不适用
发展动向	应用很少	应用很少	推广应用	超高压输电	应用广泛	改为分级并联投切型	较广泛	超高压输电应用较多

晶闸管阀组及其冷却系统 晶闸管阀的控制方式有相位控制型和开关控制型两种。连接于6kV及以上电压等级母线的晶闸管阀，一般由若干串联的阀组件构成，这些阀组件包括晶闸管元件、散热器、均压和保护电路、触发转换和取能电路、阀基电子、阀冷却系统等部分。晶闸管阀冷却系统可将阀产生的热量传递到周围的空气或其他介质中，使晶闸管元件结温在允许范围内。冷却系统有水冷却、油冷却和空气冷却等。容量较大的SVC一般采用密闭

式水冷方式，容量较小的可以采用高效热管散热器或空气冷却方式。

静止无功补偿装置滤波系统 滤除静止无功补偿装置本身及非线性负荷产生的高次谐波用的滤波系统。常由几组适于谐波源特性的无源滤波器组成，也可由有源滤波器或无源与有源滤波器混合构成。

无源滤波器 由滤波电容器（或符合使用要求的并联电容器）、电抗器和电阻器适当组合而成的滤波器。运行时与谐波源并联，兼作无功电源。无源滤波器的优点是结构简单，运行可靠，维护方便，价格低廉；缺点是材料消耗多、体积大、滤波效果受制于系统条件，易造成谐波放大或过载。较常用的无源滤波器有单调谐滤波器（也称单通滤波器）、二阶高通滤波器、C型高通滤波器和双调谐滤波器（也称双通带滤波器）四种，其原理接线如图2所示。

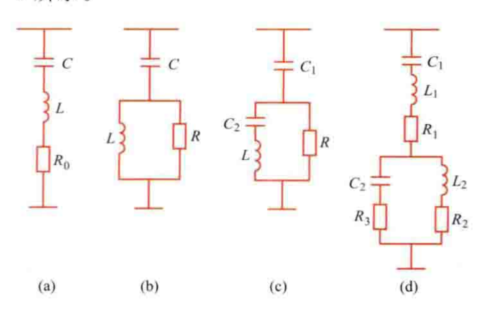


图2 常用的无源滤波器

(a) 单调谐滤波器；(b) 二阶高通滤波器；(c) C型高通滤波器；(d) 双调谐滤波器

(1) 单调谐滤波器由图2 (a) 所示的LC串联谐振电路构成（R_0 为 L、C 及连线的等值电阻，数值很小），能将 h 次谐波电流极大部分分流，从而使该次谐波电压大为降低。

(2) 二阶高通滤波器如图2 (b) 所示，滤波器阻抗 Z 与频率 f 的关系一般是 $Z=R\{a^2/(1+a^2)-\mathrm{j}/[a(1+a^2)]\}$，其中 $a=f/f_0$，$f_0=1/(2\pi CR)$，f_0 称作截止频率。当 $f<f_0$ 时，Z 较大；当 $f<f_0$ 时，Z 明显降低，而且变化不大；当 $f\to\infty$ 时，$Z\to R$。这说明滤波器具有很宽的通频带，可以滤除 $f<f_0$ 的高次滤波。

(3) C型高通滤波器如图2 (c) 所示，与二阶高通滤波器相比，电路中多一个和 L 相串联的 C_2。C_2 的阻抗在谐波次数较高时可以忽略，此时滤波器的性能和二阶高通一样；但 C_2 与 L 对基波串联调谐，故电阻 R 中基波损耗很小。这种滤波器常用于大型冲击性非线性负荷（例如电弧炼钢炉）低次（4次及以下）谐波滤波。

(4) 双调谐滤波器接线如图2 (d) 所示，其中 C_1、L_1、R_1 构成串联谐振回路，C_2、L_2、R_2 和 R_3 构成并联谐振回路。这种滤波器可实现两个单调谐滤波器的功能，且基波损耗较小，但结构比较复杂，在高压直流换流站中用得较多。

有源滤波器 利用可关断电力电子器件产生与负荷电流 i_1 中的谐波分量 (i_1-i_s) 大小相等、相位相反的电流 i_f 来消除电网电流中谐波的滤波器。工作原理如图3所示。

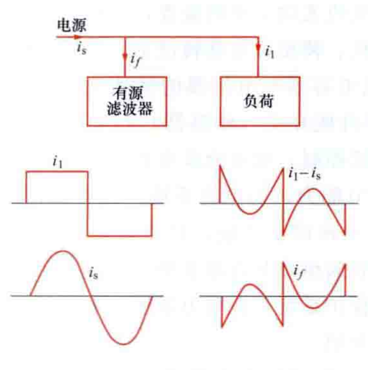


图3 有源滤波器工作原理

控制和保护系统 控制和保护系统用于监控SVC的运行状态，由监控屏、调节屏、保护屏等组成。SVC控制系统按预定的程序使SVC起动/停止，按规定顺序投切各支路、调节无功容量输出，保护SVC主设备不受损坏，还可通过通信接口与站控和上级控制（或调度中心）保持相互传送信息和运行指令。

静止无功补偿装置控制系统 TCR、TCT、TSC及TSR型静止无功补偿装置控制系统一般包括阀控和主控两部分。阀控的主要功能为接受来自主控的命令，转换为触发脉冲，将触发脉冲分配到各个晶闸管。主控的功能为获取电流、电压、功率等测量值，根据电力系统运行要求，经运算分析后将输出的命令送给阀控。应用中有可能需要综合一些附加控制功能，以达到抑制系统振荡等特殊的目标。控制方式有开环和闭环两种。开环控制调节速度快，适用于电弧炉、轧机等快速冲击负荷以及其他需要快速响应的场合；闭环控制调节误差小，适用于维持电网节点电压水平等应用。

静止无功补偿装置保护系统 当SVC某部件故障或不正常运行时，为减轻其损坏程度和防止其影响系统安全运行，应具有相应的保护功能，一般包括并联电容器（包括滤波器）保护、并联电抗器保护、晶闸管阀组保护和控制器保护四部分。

(1) 并联电容器组保护通常设电容器内部故障保护（包括单台熔断器和内部故障继电保护）、相间短路与过负荷保护（常用带速断的反时限过电流继电器来完成）和过电压与低电压保护。

(2) 并联电抗器保护，对于高、中压油浸式并联电抗器通常设瓦斯保护、纵差保护、过电流保护和过负荷保护；干式电抗器通常仅设过电流保护和过负荷保护。对大型重要的干式电抗器加设距离保护，在回路阻抗增大或减少超过规定极限时动作。

(3) 晶闸管阀组保护通常设：①过电压保护，包括晶闸管阀组两端出现过电压时使阀组立即导通以防止击穿的过电压保护（如击穿二极管保护）和跨接在每对反并联晶闸管阀上限制暂时过电压的电阻电容保护；②温度保护，包括监测晶闸管触点温度的过热保护和冷却介质温度与流量的连续监测装置；③晶闸管故障监测，通过晶闸管的触发和监测回路，能够监测晶闸管的状态，当发生晶闸管元件击穿时，可通过光纤将信号传送到控制室的指示单元。

(4) 控制器保护通常设：①控制器过电压保护，当响应电压与参考电压之差超过整定值，并经一定时延后动作于跳闸；②低电压保护；③控制回路故障保护；④冷却装置故障保护；⑤辅助电源故障保护。

在电力系统和工业用户的应用 在电力系统的应用主要有：①系统电压控制，降低网损；②提高系统静态、动态及暂态稳定性，提高输电能力；③提高系统对功率振荡以及次同步振荡的阻尼；④三相电压的平衡化；⑤降低暂时过电压；⑥高压直流输电换流站的无功功率补偿、滤波和电压控制；⑦采用特殊设计可以构成SVC兼直流融冰装置，在满足正常工况下系统调压和稳定控制的同时，当导线覆冰时，将SVC模式重构为直流融冰模式，产生直流电流加热导线，

融化覆冰；⑧设计成可移动式SVC装置（relocatable SVC，RSVC），可以根据电网的不断发展和变化，将RSVC从不需要的位置移动到电网中最能发挥作用的地方，发挥其SVC功能，这可以节约电网建设周期和节省投资，提高SVC利用率。

在工业用户的应用主要有冲击性、非线性或不平衡负荷的无功补偿和电压控制，如轧钢机、矿山绞车、电弧炼钢炉、电焊机、电气机车、频繁起停的大型电动机等。其作用是：①补偿负荷快速变动的无功需求，改善功率因数，降低供电损耗；②稳定母线电压，抑制电压波动和闪变；③滤除高次谐波，减少向系统注入的谐波电流；④降低由于三相负荷不对称引起的三相电压不平衡；⑤改善负荷的工作条件，提高工效和产品质量，降低电耗。

发展概况 20世纪60年代初，国际上（例如英国、比利时）首先研制出CSR型静止无功补偿装置，之后英国GEC公司研制出SR型静止无功补偿装置，并于1964年应用于有冲击负荷的工业用户，后又将它应用于远距离输电线路的中间变电站，提高线路电压和输电能力，同时应用于输电线路末端，实现调相、调压功能和抑制暂时过电压。20世纪70年代以来，随着电力电子器件制造技术的进步，以晶闸管为主要控制器件的各种静止无功补偿装置有了迅速发展。进入20世纪90年代，ABB、西门子（Siemens）、阿尔斯通（Alstom）、东芝、三菱等大公司全数字化大容量TCR型SVC进入实用化阶段，装置的可靠性和无功补偿的效果得到提升，TCR在工业领域和输配电领域得到了更广泛的应用。世界上已安装的高压SVC（以TCR为主）总数约为1000多套，总容量超过100Gvar，其中用于超高压输电系统的已有200多套，最大容量的一套SVC安装于墨西哥Temascal 400kV变电站，动态调节容量达600Mvar；有超过600套、总容量约达40 Gvar的SVC在工业部门使用。20世纪80年代俄罗斯对CSR型SVC做了改进，推出MCR型SVC（有磁阀式和裂芯式两种型式）。

中国从20世纪80年代初开始了SVC技术的研制开发，SR、TCR、TSC型SVC都得到应用，TCT型SVC也研制了工业样机。90年代初开展了MCR型SVC的研究。1981～1990年中国进口了500kV输电系统用的SVC共有6套，调节容量为105～240Mvar，均采用TCR＋TSC或机械投切电容器组方式。2000年前工业应用的SVC主要在钢铁和机械行业用于电弧炉或轧机等冲击负荷无功补偿，容量一般在10～50Mvar，主要采用TCR型SVC，且大部分为国外进口。2001年中国推出了国产化6～35kV TCR型SVC新平台，采用全数字化控制、封闭式循环纯水冷却、综合自动化、光电触发等一系列新技术，并成功地应用到工业用户（交流电弧炉、轧钢机）的无功冲击和电压闪变治理工程及电力系统变电站无功补偿与电压控制中，该技术平台与国外先进技术处于同等水平。2004年9月，中国辽宁省鞍山红旗堡220kV枢纽变电站TCR型输电网SVC（100Mvar、35kV）示范工程投入运行，是中国第一套具有完全自主知识产权应用于输电网领域的SVC装置。现在SVC产品已完全可以立足于中国国内技术，在国外市场也具备相当的竞争力。已有多套SVC装置用在500kV电网的枢纽变电站，最大容量为180Mvar、66kV（见龙泉驿500kV变电站静止无功补偿装置工程）。在工业上，中国国产SVC最大容量已达200Mvar、35kV（TCR型）。

在中国，宜开发结构紧凑、占地小、损耗小、性能优、可靠性高的各种类型的实用SVC（不限于TCR、TSC和MCR三种型式），以适应不同用户的需要，SVC仍是当前世界上最为通用的动态无功补偿装置。尽管静止同步补偿装置（static synchronous compensation，STATCOM）在构成原理、响应速度、补偿特性、双向调节以及占地面积上均比SVC优越，但其技术成熟度、运行维护等方面仍需不断完善，短时间（约10年）内，在动态无功补偿领域，SVC仍将发挥重要作用。

jingzhi yixiangqi

静止移相器

（static phase shifter） 利用电力电子器件，通过改变电压相位角，控制输电线路功率潮流的装置，又称晶闸管控相角调节器、电子移相变压器。静止移相器响应快，还具有的作用是：①通过调节电压相角快速调节同步发电机的负荷，提高系统暂态稳定水平；②增加系统的动态阻尼，抑制系统的低频振荡。

装置原理 传统的机械式移相器多是靠机械带动电磁式移相器的转子，通过转子和定子间相对位置变化形成相位角的变化，或者在相电压上经串联变压器，叠加上由变压器分接头控制的不同幅值的其他相电压分量，使合成电压相位移动。机械式移相器不能频繁操作，响应时间长，特别是执行等待时间长。而静止移相器没有机械传动部分，靠晶闸管阵列的不同开关方式组合达到改变合成电压相位的目的。典型的静止移相器的主接线如图1所示，它只给出其中A相的情形。在相电压U_A上叠加一个与BC相间电压成比例的电压U_{bc}成为U'_A，它与U_A之间产生一个相角移δ。图中的晶闸管阵列是一组开关，它使变压器T1二次侧匝数比为1∶3∶9的三个绕组电压，可以经过晶闸管开关阵列的不同组合形成±13级，即将26级变化的U_{bc}加到调节变压器T2上，改变了U_A的相位。通过选择激励变压器T1和调节变压器T2的变比，选定总的调节量。例如需要调节相角的范围是±30°，移相电压应为相电压的0.577，即BC线电压的1/3，按图1方式采取±13级调节，每级调节的角度将不同，在30°处调节角每级为2°，而在0°附近则为2.5°。

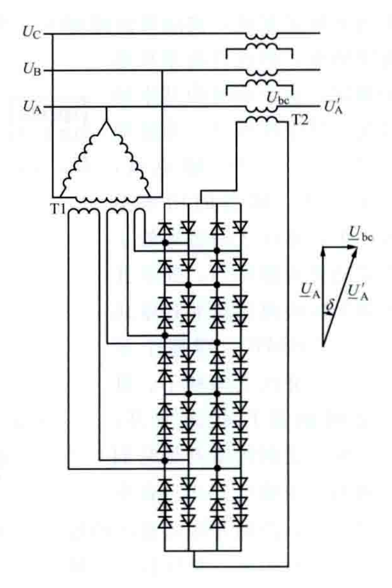


图1 一种典型的静止移相器及其相量图

T1—激励变压器，3个二次绕组的电压比为1∶3∶9（T1的二次绕组可正向或反向接入，也可不接入）；T2—调压变压器

在电力系统中需要快速调节的相角多

为小角度调节，选用图 1 的 1∶3∶9 的方式，其总调节量限制在较小的范围内。

工作原理 采用移相器控制电力系统潮流的工作原理如图 2 所示，线路 1 和线路 2 连接 m 和 n 点。在线路 2 串联了移相角度为 α 的移相器后，线路 1 和线路 2 输送的有功功率 P_1 和 P_2 分别为

$$P_1 = \frac{U_m U_n}{X_1}\sin\delta \qquad (1)$$

$$P_2 = \frac{U_m U_n}{X_2}\sin(\delta+\alpha) \qquad (2)$$

式中 U_m 和 U_n 分别是 m 和 n 点的线电压；X_1 和 X_2 分别为线路 1 和线路 2 的电抗；δ 是 U_m、U_n 的相角差。根据式 (2)，可通过改变移相角 α 控制线路 2 的有功功率，并改变网络的潮流分布。

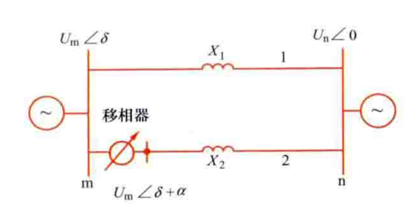


图 2 移相器控制电力系统潮流原理图

主要特点 包括：①分级调节电压相位角，不能连续平滑调节；②反应快速，可以在工频 1 个周期内使角度移到新值；③在电流过零期间触发晶闸管阀导通，是整周期的操作，不产生谐波；④调节的对象是相角，而相角主要影响有功传输，因此它对电压支撑作用较小。

发展概况 静止移相器在 20 世纪 80 年代初期提出，1995 年 IEEE 采用晶闸管控相角调节器这个名称，在中国习惯上仍称为静止移相器。90 年代以来，一些国家准备将现有的机械带动的电磁式移相器改造为静止移相器，或者在系统中安装新的静止移相器，以快速控制输电线路功率潮流。但只见到设计报告，尚未见到有关的运行报告，如加拿大与美国互联的系统，其地理位置如图 3 所示。其中Ⅰ和Ⅱ区向Ⅲ区输电，但也有功率反送的情况。这个系统的基本情况是：其中连接Ⅱ、Ⅲ区的是 115kV、60Hz 输电线，是弱连接，输送的功率不多，Ⅰ、Ⅲ区之间经常处于稳定边界极限状态。如果Ⅱ区向Ⅲ区线路输送的容量达到50～100MW，则整个系统，Ⅰ、Ⅱ区之间和Ⅰ、Ⅲ区之间的运行状态变坏，Ⅰ、Ⅲ区之间的输电是它们之间的主要输电方式。在事故扰动后，控制Ⅱ区向Ⅲ区的输电，甚至瞬时转成Ⅲ区向Ⅱ区（向北）送电，是挽救Ⅰ、Ⅲ区，Ⅰ、Ⅱ区输电系统的关键，控制Ⅱ、Ⅲ区潮流和方向可以用高压背靠背直流输电，也可用静止移相器，经研究Ⅱ、Ⅲ区在原有移相器的基础上加装一台静止移相器将是最经济的方法。新增的静止移相器用图 1 所示的结构，在±30°范围内控制相位（延时 300～800ms），容量为 150MV·A。静止移相器在中国还没有工程实例。

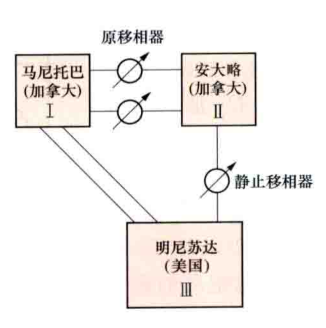


图 3 研究中的加拿大与美国间的静止移相器系统示意图

julüyixi dianlan

聚氯乙烯电缆 (polyvinyl chloride insulated cable)

用聚氯乙烯聚合材料作为绝缘和护套的一种挤包绝缘电缆，简称 PVC 电缆。主要用于电压在 6kV 及以下的电力电缆线路中。

聚氯乙烯具有较高的化学稳定性，即耐油、耐酸、耐碱、耐腐蚀，并属非延燃性材料。用聚氯乙烯作为电缆绝缘，价格比其他绝缘低廉，敷设运行简便，接头和终端简单，受潮气影响小，因此适用性广。它的缺点是耐热性能差，一旦燃烧，会释放出氯气，不但对人体有害，且游离的氯原子会与氢结合形成盐酸，严重腐蚀邻近其他电气设备。在安全要求较高的场所，通常要将聚氯乙烯电缆穿在管子中。

由于聚氯乙烯的介质损耗较大，因此很少制成电压高于 6kV 的聚氯乙烯电缆。但聚氯乙烯的抗电离性能较好。聚氯乙烯属于热塑性高分子材料，温度较高时呈塑性，温度较低时呈脆性，因此规定聚氯乙烯电缆的长期允许工作温度不超过 70℃，短路时的导体最高温度不超过 160℃。

在二次大战末期，聚氯乙烯就取代了橡胶作为电缆的绝缘，在 20 世纪 50 年代后期欧洲开始使用。由于聚氯乙烯电缆在火灾时会释放出大量的卤素，使人员窒息死亡，为此聚氯乙烯电缆的使用受到了限制，现仅在较低电压范围内使用。

juyixi dianlan

聚乙烯电缆 (polyethylene insulated cable) 用聚乙烯聚合材料作为绝缘的一种挤包绝缘电缆，简称 PE 电缆。常用的聚乙烯电缆具有电气强度高、绝缘电阻系数大、介质损耗因数小、比重轻、耐湿性和工艺性能好、容易加工等优点。聚乙烯属热塑性高分子材料，在温度较高时呈塑性，易产生塑性变形，因此耐热性差。国际上仅在 30～500kV 电压等级中保留了聚乙烯电缆。

为了使聚乙烯能适应这些较高的电压等级，在聚乙烯材料中添加不同的电压稳定剂，使允许最大工作场强得到提高。较高电压等级的聚乙烯电缆只有少数公司生产。聚乙烯电缆又分为低密度聚乙烯及高密度聚乙烯，后者耐热性能比前者高。聚乙烯电缆已被交联聚乙烯电缆取代。

jueyuan (biaomian) gan shiyan

绝缘（表面）干试验 (dry test on the surface of the insulation) 电力设备的外绝缘按照规定的条件在干燥和清洁的状态下进行的高电压试验。按照施加电压的不同类型分为直流干试验、交流干试验、雷电冲击干试验和操作冲击干试验；按照施加电压对被试品的不同效应可分为干耐受试验和干闪络试验。干耐受试验是对被试品施加规定电压并维持一定时间而不引起破坏性放电的试验。干闪络试验是对被试品施加逐渐升高的电压直至绝缘表面发生破坏性放电的试验。干试验通常用于产品的型式试验、出厂试验和交接试验。

试验时被试品的布置应尽量与运行情况一致，并注意保持被试品与接地体或邻近物体之间足够的距离，一般不小于被试品的高压部分与接地部分之间最小距离的 1.5 倍。当试

验在非标准状态下进行时，对试验电压需进行大气条件和海拔修正。

jueyuan (biaomian) rengong fubing shanluo shiyan

绝缘（表面）人工覆冰闪络试验 (artificial test of icing flashover on insulating surface) 用于测定户外使用、暴露在污秽大气中的电力设备外绝缘表面进行的覆冰条件下的工频或直流耐受电压试验。覆冰类型通常分为软雾凇、硬雾凇和雨凇。其中雨凇覆冰类型的覆冰绝缘子闪络电压最低。通常标准规定的覆冰试验方法分为带电覆冰和不带电覆冰两类。带电覆冰是对试品施加一定电压进行覆冰的过程，不带电覆冰是试品不施加电压进行覆冰的过程。试验方法分为两种：①带电覆冰条件下，覆冰过程中发生的闪络，试验模拟某些现场条件（例如冻雨条件）；②覆冰完成后，融冰过程中发生的闪络，模拟因辐照或环境温度升高，使冰层融化的某些现场条件（例如日出或暖锋气流）下的覆冰闪络试验。

试品一般按实际安装方式布置。试品任何部分与除了绝缘子的支架和喷嘴柱之外的任何接地物之间的最小间距应不小于试验电压除以100kV/m后所得的距离，并且在任何情况下不得小于1.5m。对于全尺寸的绝缘子串，如果实际运行中安装了均压环，那么在试验中应加上均压环或其他金具。

人工覆冰闪络试验过程中出现较大泄漏电流时，试验回路的动态压降和过冲应要求与人工污秽试验一致，不可超过规定值，从而保持试品上有足够的电压。

jueyuan (biaomian) rengong wuhui shiyan

绝缘（表面）人工污秽试验 (artificial test of pollution on insulating surface) 对于使用于户外并暴露在污秽大气中的电力设备瓷、玻璃或复合等绝缘表面进行的工频或直流电压耐受电压测定。按标准污秽试验方法分为两类：①盐雾法，为了模拟沿海或重污染快速积污条件，对清洁的绝缘表面施加电压后，再施加一规定的盐雾（NaCl和水组成）模拟环境污秽来进行耐受试验的方法；②固体层法，对清洁的绝缘表面涂覆一层规定的固体污秽物，充分干燥后，置于雾室施加电压和采用雾湿润进行耐受试验的方法。试验中采用的雾包括热雾、冷雾和混合雾。

除了需模拟实际运行的其他位置外，绝缘表面一般采用垂直位置进行试验。并且绝缘表面除了支架或喷嘴柱（当用时）以外，设备绝缘部分的部件与任一接地体之间应确保一定的距离，每100kV试验电压不应小于0.5m，并且在任何情况下不应小于1.5m。

人工污秽试验要求有较大容量的试验电源和电源坚挺度。被试品闪络前泄漏电流最大时，试验回路的动态压降和过冲应不超过规定值，从而保持被试品上有足够的电压。为此，各国标准中对人工污秽试验的电源参数都有所规定。

jueyuan (biaomian) shi shiyan

绝缘（表面）湿试验 (insulator wet test) 在规定的人工淋雨状态下对电力设备外绝缘所进行的高电压试验。按照施加电压的不同类型可分为直流湿试验、交流湿试验和操作冲击湿试验；按照施加电压对被试品的不同效应可分为湿耐受试验和湿闪络试验。湿耐受试验是对被试品施加规定的电压并维持一定时间而不引起破坏性放电的湿试验。湿闪络试验是对被试品施加逐渐升高的电压直至绝缘表面发生破坏性放电的湿试验（见绝缘交流电压试验）。湿试验常用于各类电气设备的型式试验。

jueyuan cailiao shouming shiyan

绝缘材料寿命试验 (lifetime test of insulation material)

采用人工加速老化的方法确定绝缘材料使用寿命的试验。影响绝缘材料寿命的因素很多，如电场强度、温度、湿度、机械应力、光辐射、化学反应等。现行绝缘寿命试验通常是针对某种主要作用因素而言的，如电老化试验是检验材料耐局部放电的能力，而热老化试验是检验材料的耐热性能等。这种单因素过应力试验，对某些材料会产生误导，现在一些国家致力于研究更符合现场实际情况的多应力综合作用的试验方法。

加速老化是将某种老化因素人为增强，使绝缘在比正常老化时间短的情况下出现预期的老化结果，从而能在较短时间里考验材料长时间的老化特性。由加速老化试验结果，再根据经验公式或由老化机制建立的物理模型，可以用来预测在正常条件下或者某特定条件下的绝缘寿命。

人工加速老化必须考虑四个因素：①老化因子的选择。根据要求考核的对象和实际工作条件来决定。例如电老化试验中，根据电老化寿命关系式 $L=K/E^n$（L 为场强 E 下考核对象的寿命，K 和 n 为常数），选择 E 为加速老化的因子。热老化试验中根据热寿命关系式 $\lg\tau=a+b/T$（τ 为温度 T 时的寿命，a 和 b 为常数），选择温度 T 为加速老化的因子。试验过程中，对老化的加速程度既要尽可能保持老化机理不变，又要使试验时间不至于太长，例如热老化试验规定最高试验温度下老化寿命不小于100h，最低试验温度下不小于5000h。②寿终标准的确定。要选择绝缘材料在运行中承担的主要功用所要求的性能指标来评定老化程度，并以这些性能的最低要求作为寿终标准。③试样的形式和数量。如用模型或试样进行试验，应使模型或试样尽可能接近实际结构。考虑到试验的分散性，试样的数量的选择要符合抽样统计的原则。④数据处理。用适当的统计法处理试验结果。

传统的绝缘寿命试验时间长，所需试样量大，加速老化因子对老化的作用不易确定。新的发展趋势是把先进的分析方法（例如差热分析法、质谱分析法、色谱分析法、光谱分析法等）用于老化过程的分析，从而对老化寿命作出快速评定，并对老化机理作出解释。多重作用因子的绝缘老化试验也是新的研究方向。

jueyuan chongji dianya shiyan

绝缘冲击电压试验 (insulation test with impulse voltage) 用高电压冲击电压发生器产生的高电压冲击波来检验电力设备和绝缘材料耐受雷电过电压和操作过电压（见电力系统操作过电压）能力的试验。按试验电压的波形可分为模拟雷电过电压作用的雷电冲击全波、截波和陡波前


7200kV 空气间隙冲击电压放电试验
（李庆峰 提供）

三种冲击试验和模拟操作过电压作用的操作冲击试验，图示为 7200kV 空气间隙冲击电压放电试验。按试验方法可分为 50% 破坏性放电电压试验、额定冲击耐受电压试验、伏-秒特性试验、冲击过电压耐受试验等。

国际电工委员会（IEC）和中国国家标准都规定：标准雷电冲击全波的波前时间为 1.2μs，半峰时间为 50μs，波形记作 1.2/50；标准雷电冲击截波是指标准雷电冲击全波从视在原点起经 2～5μs 被截波装置截断，电压陡降为零的波形。标准操作冲击全波的波前时间为 250μs，半峰时间为 2500μs，波形记作 250/2500。非标准操作冲击波有 100/2500、500/2500 等双指数波，以及第一半波持续时间为 2000～4000μs、反极性的第二半波峰值为第一半波峰值的 80%的衰减振荡波。（见冲击高电压试验设备）

输变电设备一般都要进行标准雷电冲击全波试验，对变压器类带有绕组的设备还要进行标准雷电冲击截波试验，对额定电压在 330kV 及以上的设备，还要进行标准操作冲击全波试验。用雷电冲击只做干试验，而用操作冲击则干湿两种试验都要做。

雷电冲击试验是用高电压冲击电压发生器产生雷电冲击波；操作冲击试验可以用高电压冲击电压发生器来产生双指数波形的操作波，也可以用试验变压器来产生衰减振荡的操作冲击波。

50%破坏性放电电压试验 确定放电概率为 50% 预期电压值（$U_{50\%}$）的试验。50%放电电压是绝缘配合中表征绝缘水平的一个重要数据。这种试验只适用于自恢复绝缘。确定 $U_{50\%}$ 的方法主要有多级法、两点法和升降法三种。

多级法 将试验电压按一定间隔分成 4～6 级，每级电压下至少施加 10 次冲击，并记录放电频数（即放电次数与加电压次数的比值）。根据各级电压及其所对应的放电频数，可在正态坐标纸上拟合出一条直线，对应于 50% 放电概率的电压就是 $U_{50\%}$ 的估计值。对应于放电概率为 16% 的电压 $U_{16\%}$ 与 $U_{50\%}$ 之差即为绝缘放电的标准偏差（σ）的估计值。为提高 $U_{50\%}$ 和 σ 的准确度，可增加每级电压下的试验次数。多级法适合于气象条件比较稳定的户内试验。

两点法 将试验电压分成两级，使高、低两级电压下的破坏性放电频数分别为 80%～95% 和 5%～20%。在获得足够多的数据后，就可根据两个电压及其对应的放电概率在正态坐标纸上作一直线，并可按多级法的方法确定 $U_{50\%}$ 和 σ 的估计值。两点法适用于户内和户外的试验。

升降法 以电压 $U_{50\%}$ 为中心，并以变动的电压施加在绝缘上，每次施加的电压要根据前一次的试验结果来确定。试验时先选一接近 $U_{50\%}$ 的电压 U_0 作为试验电压的初值，如果在该电压下绝缘发生了击穿，则下一次试验电压为 U_0-d，否则为 U_0+d。d 是电压增量，d 应选在 $(0.5\sim1.0)\sigma^* U_0$ 之间（σ^* 是根据经验估计的绝缘放电的相对标准偏差，即 $\sigma^*=\sigma/U_0$）。如此进行下去，直到记录到足够多的观测数据，就可根据一定的公式计算出 $U_{50\%}$ 和 σ 的最佳估计值。进行标准雷电冲击全波试验时，应施加不少于 20 次的冲击电压。而对于标准操作冲击全波试验，应施加不少于 40 次的冲击电压。在同一准确度的条件下，升降法的次数比多级法的要少，因此它适合于气象条件不十分稳定的户外试验，当然也适合于户内试验。

额定冲击耐受电压试验 以规定的电压波形和幅值对被试品施加规定的冲击次数，以检验被试品是否能承受该电压的作用，它是考核电力设备在雷电过电压或操作过电压作用下绝缘性能的试验。试验方法有 15 次冲击耐压试验和惯用法冲击耐压试验。

15 次冲击耐压试验 用于自恢复和非自恢复组合绝缘的耐受电压试验。试验时对绝缘施加 15 次具有规定波形和极性的额定冲击耐受电压，若在非自恢复绝缘上未发生破坏性放电，而在自恢复绝缘上出现的破坏性放电不超过 2 次，则认为通过了该项试验。

惯用法冲击耐压试验 绝缘配合确定性方法（惯用法）所要求的一种试验。试验中对被试品施加正负极性的冲击耐受电压各三次（在已知某种极性的冲击电压对被试品的考核更为严格时，也可以只施加该极性冲击电压 3 次），若被试品未发生破坏性放电，则认为被试品通过了该项试验。这种施加冲击次数较少的耐受试验适合于非自恢复绝缘的设备。

伏-秒特性试验 确定被试品的破坏性放电电压和放电时间的关系的试验。保证电器与被保护设备的伏-秒特性是绝缘配合的重要依据。以下介绍不同类型的伏-秒特性。

雷电冲击伏-秒特性 以波形固定不变而幅值不同的雷电冲击施加在被试品上，破坏性的放电可以发生在波前、波峰或波尾处，由此可得到以被试品破坏性放电电压幅值为纵坐标、以放电时间为横坐标的关系曲线。

斜角波伏-秒特性 以陡度不同的斜角波电压施加在被试品上，所得到的被试品破坏性放电电压与放电时间的关系曲线。

全伏-秒特性 用不同波前时间的冲击电压施加在被试品上，所得到的 50% 破坏性放电电压与波前时间的关系曲线。一般外绝缘的全伏-秒特性呈 U 形。

冲击过电压耐受试验 用于检验绝缘子等固体介质耐受陡度很高的雷电过电压能力的试验。试验时，先后以正、负两种极性的上升时间很快的斜角波电压和规定的冲击次数施加在被试品上，如果破坏性的放电仅仅是被试品表面的闪络，而未带来表面的和内部的任何损伤，则认为试品通过了该项试验。

jueyuan dianzu celiang

绝缘电阻测量 (insulation resistance measurement)

对绝缘结构或绝缘材料在直流电压下呈现的高电阻值进行的测量。它是检测绝缘是否存在贯通的集中性缺陷、整体受潮或贯通性受潮的一种试验手段。

任何绝缘结构和绝缘材料在直流电压作用下都会因载流子的定向运动形成微小的电流，即表现为阻值很高的电阻，称作绝缘电阻。绝缘电阻值越高，说明绝缘性能越好。当绝缘中有贯通性缺陷或受潮时，绝缘电阻值会显著降低，甚至丧失其绝缘性能。

由双层或多层电介质构成的绝缘，在开始施加直流电压时，电场按介质的介电常数分布，经一段时间后到达稳态，变为按电导率分布。这个过渡过程称为吸收过程，用吸收比来表征，即60s和15s时测得的绝缘电阻的比值。对吸收过程较长的设备，应用极化指数来表征吸收过程，它是10min和1min绝缘电阻的比值。吸收比或极化指数的降低说明绝缘可能受潮。

绝缘电阻的测量方法是用仪表直接测量或对被测端子两端施加直流高压，测量电压和电流的比值（见绝缘直流电压试验）。绝缘电阻通常用兆欧（MΩ）或吉欧（GΩ）为计量单位。常用的测量绝缘电阻的仪表是绝缘电阻表。传统的绝缘电阻表用手摇发电机产生直流高压，俗称摇表和兆欧表，它的表头线圈有特殊构造使指针直接指示电压和电流的比值。现代的绝缘电阻表用晶体管线路发生直流高压并测量通过绝缘的微电流。对$10^{14}\sim10^{18}\,\Omega$的高绝缘电阻试样须在实验室中用高阻计测量。它的主要部分是一台灵敏度很高的直流微电流放大器。

jueyuan fuhe dianya shiyan

绝缘复合电压试验

(voltage test of insulation compound)　将两个独立电源输出的电压施加在电气设备的两端或一端用于考核该设备在两种电压同时作用下的电气强度的试验。电气设备在运行中遭受雷电过电压或内部过电压（见电力系统内部过电压）作用时，其绝缘可能会承受两种过电压的联合作用，或一种过电压与工作电压的联合作用。因此，对某些电气设备需要进行复合电压试验。复合电压是以两个电压各自的波形、峰值和极性来表征的。复合电压试验时，应采取必要的安全保护措施，防止加压过程中或被试品击穿时一个电压源的电压对另一个电源造成损坏。复合电压试验分为联合电压试验和合成电压试验。

联合电压试验　在电气设备的两端同时施加冲击-冲击、冲击-交流或冲击-直流电压的试验。为严格考核设备的绝缘，这两个电压总是反极性的。在进行冲击-冲击电压试验时通常使两个反极性电压的峰值同一时刻出现，称为零时延；若正极性冲击电压的峰值滞后于负极性的峰值称为正时延；反之，为负时延。进行冲击交流电压试验时通常在工频电压的峰值处施加反极性的冲击电压。联合电压试验的电压值是以正极性电压的峰值与对应于正峰值时刻的负极性电压瞬时值的绝对值之和来表示。对交、直流输电设备的相间或极间绝缘、断路器断口间绝缘以及输电线路的绝缘子串等，均需要以联合电压试验来检验其强度。

合成电压试验　在被试品的同一端施加两个独立电源的电压，这两个电压通常是同极性的。根据不同试验的要求，可以是冲击与冲击、冲击与交流或冲击与直流电压的叠加。

jueyuan jiaoliu dianya shiyan

绝缘交流电压试验

(insulation test with alternating voltage)　检验电力设备绝缘及绝缘材料在各种交流电压作用下的绝缘强度及其他电气特性的试验。它通常是指频率为45～65Hz的交流电压（即工频耐受电压）试验，试验电压值是指其峰值除以$\sqrt{2}$之值，峰值是指电压的最大值，但不计及由非破坏性放电引起的微小高频振荡。试验电压的波形为近似正弦波，两个半波相同，其峰值和均方根值（有效值）之比在$\sqrt{2}\pm0.05$的范围内。

试验设备　用于交流电压试验的设备主要有高电压试验变压器、高电压谐振试验装置及感应耐压试验装置。

高电压试验变压器适用于变压器、断路器、绝缘子等不同试品以及外绝缘干、湿、人工污秽等各种试验。试验回路的电压应足够稳定，不因预放电电流而引起试验变压器内部过大的压降，从而影响试验结果，这就要求高电压试验变压器有足够的容量。有关标准规定，对于固体、液体或两者组成的小样品的干试验，短路电流约为0.1A；对于自恢复外绝缘的干试验，短路电流应不小于0.1A；湿试验，一般不小于0.5A；人工污秽试验，一般需15A或以上，同时还要求试验设备的电阻与稳态电抗之比等于或大于0.1，电容电流与短路电流之比在0.001～0.1之间。为保证被试品的局部放电试验结果的准确性，对高电压试验变压器的局部放电水平有较高的要求。对于放电后易造成绝缘损伤又难以恢复的SF_6气体绝缘的电气设备，最好采用高压谐振试验装置，不采用高电压试验变压器。

试验内容　包括短时工频耐受电压试验、长时间工频耐受电压试验、局部放电试验及破坏性放电试验。同时还包括感应耐压试验和0.1Hz超低频电压试验等。对于电气设备外绝缘的试验，按照表面状态的不同，分为绝缘（表面）干试验、绝缘（表面）湿试验和绝缘（表面）人工污秽试验。

高电压谐振试验装置是利用电容电感谐振的原理获得高电压或大电流的一种高电压试验装置。由于回路中电容与电感的无功功率互相补偿，从而可以获得比电源更高的电压或更大的电流。高电压谐振试验装置多用于电容器、电力电缆、GIS、大容量发电机等电容量较大而泄漏电流较小的被试品的绝缘试验，也可用于其他电力设备的试验，但不宜用于外绝缘湿试验和人工污秽试验。

感应耐压试验装置通常用感应发电机或变频电源作为试验电源，也有用改变单相变压器或三相变压器的接线来实现倍频电源的。在进行感应耐压试验时应注意防止由于发电机的自励或试验回路发生铁磁谐振引起试验电压的突然升高，危及被试品的安全。

短时工频耐受电压试验　对绝缘施加一次相应的额定耐受电压（有效值），其持续时间为1min的工频耐受电压试验。通常用短时工频耐受电压试验检验220kV及以下电力设备在持续工频电压、暂时过电压和操作过电压下电气设备的绝缘性能，对220kV以上电力设备也可进行短时工频耐受电压试验，试验结果可供参考。试验时，电压逐步升高至额定耐受电压值，保持1min，然后迅速降低电压。如果在试验过程中设备绝缘没有发生击穿或闪络，则认为通过试验。而在湿试验过程中，如果仅在自恢复绝缘上发生一次闪络，则可重试一次，若不再发生闪络，则认为通过试验。这种试验常被列为产品型式试验和出厂试验的项目之一。

长时间工频耐受电压试验　检验在持续工频电压升高和暂时过电压下电气设备内绝缘对老化或外绝缘对污秽的适应

性的试验。其试验电压值高于设备最高电压，而低于短时工频耐受电压值。通常在进行长时间工频耐受电压试验的同时进行局部放电测量。

破坏性放电试验　通过测量电气设备绝缘或绝缘材料丧失介质强度时所施加的电压值，了解其绝缘性能的试验。破坏性放电沿固体绝缘表面发生时称作闪络，在气体、液体或固体中发生时称作击穿。破坏性放电试验一般用于具有自恢复外绝缘产品的型式试验和出厂试验，也用于开发新产品时内绝缘的选材试验和模型试验。破坏性放电具有分散性，因此，以几次放电电压值的算术平均值作为放电电压值，该值可作为判断新产品的质量及评估其绝缘设计时弥补不可知因素的依据。

感应耐压试验　用频率超过 50Hz（一般为 50Hz 的若干倍）的试验电源来考核带线圈和铁芯的电气设备匝、层间绝缘水平的耐受电压试验。因为 50Hz 时变压器铁芯磁密已设计在接近饱和的部分，若施加高于持续运行电压的耐受电压值，则空载电流会急剧增加，达到不能容许的程度。为此，可用提高频率的办法有效降低磁密。施加电压的频率通常采用 100、150、200、250、300Hz，施加电压的时间与试验频率有关，可用下式计算

$$t=60\times100/f$$

式中 t 为持续时间；f 为试验频率。如果试验频率超过 300Hz 时，持续时间不得少于 20s。

有关规程或标准中规定的试验电压值是指在标准大气条件下的值，如试验不在标准大气条件下进行，对于外绝缘试验，应进行大气条件修正。

0.1Hz 超低频电压试验　用 0.1Hz 电压检验发电机线棒绝缘的超低频电压试验，用 1MHz 电压进行的绝缘材料介质损耗因素测量。

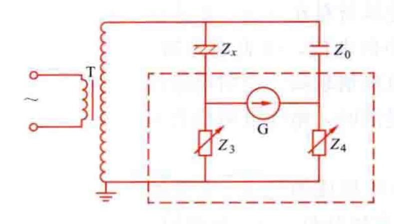
jueyuan jiezhi sunhao yinshu celiang

绝缘介质损耗因数测量

(dielectric dissipation factor measurement; tanδ measurement)　测定介质在交流电压作用下的有功损耗和相应介电特性的试验。绝缘介质损耗因数（tanδ）是指流过绝缘介质的有功电流与无功电流之比值，它是反映介质绝缘性能的重要指标。该项试验广泛用于电气设备制造和运行中的质量检验和绝缘试样的研究试验，作为判断设备绝缘性能及选择材料、控制加工工艺的一种依据。除了对介质的高频特性有要求外，绝缘介质损耗因数测量一般均在工频电压下测量。

测量方法主要有电桥法和数字化测量法。电桥法中，使用最普遍的是平衡电桥法（如西林电桥），少数现场也使用便携式不平衡电桥（如 M 型试验器）。

平衡电桥中常用的西林电桥的工作原理见图。试品（Z_x）和标准电容器（Z_0）分别为两个桥臂，另外两个可调臂 Z_3 和 Z_4 设置在电桥中，Z_3 为可变电阻 R_3，桥臂 Z_4 为固定电阻 R_4 与可变电容 C_4 相并联。当电桥平衡时，流经检流计 G 的电流为零，可由 $Z_x=Z_0Z_3/Z_4$ 的关系式推算得 $\tan\delta=\omega C_4R_4$。设计西林电桥时可适当选择 R_4 值，即可由 C_4 的标值直接读出 tanδ 值。为减少干扰的影响和提高测试精度，有些西林电桥内设有内部补偿和倒相措施，并附加可调节的平衡电容。试品不直接接地时，桥路可用正接法（如图所示，电桥处于低电位）；对一端直接接地的试品，可用反接法（电桥调节部分处于高电位）和对角线接地，由 G 的一端接地，但要求试验变压器的两个出线端必须对地绝缘。



西林电桥的回路原理图

T—试验变压器；Z_x—试品等值阻抗；Z_0—标准电容器容抗；Z_3、Z_4—电桥调节阻抗

平衡电桥中还采用流比器型电桥，它通过变流器检测试品和标准电容器两臂电流的平衡状况来确定被试品的 tanδ 值，与其他电桥相比准确度高、电容量程范围大，一般用于精密测量和校正。此外，低压工频电桥和四电容电桥可较精确地测量 tanδ 很小的液体和薄膜绝缘材料。

测量电气设备使用的平衡电桥，可分手动和自动两种，使用自动电桥可避免调节平衡的复杂过程。在现场广泛使用的一种全自动抗干扰精密介质损耗测量仪内置了精密电桥、变频电源、试验变压器和标准电容器等，采用变频抗干扰和傅里叶数字滤波技术，实现全自动智能化测量，具有很强的抗干扰能力。

数字化测量法的基本原理是同时对流过被试品的电流信号和试品两端的电压信号进行交流采样，利用谐波分析法等全数字方法分别计算电流和电压信号的初相位，再计算出介质损失角 δ。数字化测量主要用于设备的连续在线监测。

jueyuan jubu fangdian shiyan

绝缘局部放电试验

(partial discharge test)　用仪器对被试品在承受相应高电压时产生的局部放电信号进行的探测和测量。局部放电是指发生在电极之间但不完全连通两电极的放电，它会产生的效应：①在提供电压的电路中产生电脉冲信号；②在介质中产生功率损耗；③在紫外可见光波段直至无线电频率范围内有电磁辐射；④产生声辐射；⑤材料受放电作用后的化学变化。局部放电试验的主要目的是发现绝缘内部潜在的缺陷，可作为产品的型式试验、出厂试验、现场验收试验以及运行中的诊断性试验的一个项目，也可用于对绝缘材料的研究试验。该试验施加的电压通常低于绝缘的耐受水平，是一种非破坏性试验。

局部放电试验受环境干扰的影响很大，减小背景干扰水平是提高测量能力的主要措施。试验时应采取实验室的屏蔽、试验回路的接地、试验电源的滤波以及消除高压引线和端子的电晕等措施。局部放电试验已成为绝缘试验的重要项目。国际电工委员会（IEC）和中国国家标准对局部放电试验都有专门的规定。各种产品的局部放电试验方法和允许放电水平分别由产品的标准作出具体规定。对局部放电试验有待进一步研究的课题有：对放电参量的全面评价及数据处理；在干扰环境下提高测量的灵敏度；对运行中的设备进行局部放电在线监测等。

针对不同的放电效应有不同的试验方法，比较常用的有电测法和声测法两种。

电测法　对局部放电引起的电脉冲或介质损耗进行测量，以测量电脉冲更为常用。电脉冲测量的基本试验回路主要包括试验变压器、检测阻抗、耦合电容器、高压滤波器以及具有放大、显示等功能件的测试仪器。它有直接测量和平衡测量两种基本电路：①直接测量电路。向放大器提供脉冲信号的电路检测阻抗与耦合电容器串联，局部放电脉冲电压的一部分加在检测阻抗上，或者检测阻抗与被试品相串联，被试品的放电脉冲电流通过检测阻抗。②平衡测量电路。它需有两个相似的试品，其中一个替代耦合电容器。可以采用桥式电路，将电路调整到对外界干扰信号有最好的平衡效果，也可以采用平衡输入单元，它没有调整能力，当某些参数性质相同时有理想的平衡效果。

检测阻抗也称作输入单元，是将局部放电的脉冲电压或电流转换成向放大器提供脉冲电压信号的一个四端网络。它通常是由电阻、电容和电感组成的电路，其频率特性要与放大器相配合。放大器频率范围的选用取决于被试品的性质、试验的目的、试验的环境条件及仪器设备条件等因素。宽频带测试能比较正确地反映放电脉冲的波形，但往往受外界干扰影响较大。窄频带测试可以躲开某些强烈的外部干扰（如无线电广播的干扰），宜于在工厂或现场条件下使用，但是它对脉冲波形能造成很大的畸变，当脉冲重复率较高或被试品内有行波的折射、反射过程时，会出现因脉冲叠加的相位不同而引起的信号抵消现象。

局部放电测试仪通常不能直接得出视在放电量的数值，要用已知大小的脉冲注入测试回路来模拟局部放电，求得回路的灵敏度。注入脉冲取自方波发生器与电容器相串联的校准装置，接到被试品的两端。校准通常在不加试验电压时进行，用校准脉冲的高度与实现施加电压时放电脉冲的高度相比较，便可得出被试品的视在放电量。校准脉冲的波形应符合国家标准和IEC标准的有关规定。

声测法　对局部放电产生的压力波进行探测。在超声波频段内进行探测称为超声波探测法。它是用超声传感器将声波转换成电信号，经放大后进行检测。可以利用声波传播的方向性作定位探测，也可利用声波脉冲和电信号脉冲之间的时延来求出放电源到声探头之间的距离，经多点测定，计算出放电点的位置。

jueyuan zhiliu dianya shiyan

绝缘直流电压试验　(insulation test with DC voltage)

检验电力设备绝缘及绝缘材料在直流电压作用下的绝缘强度及其他电气特性的试验。它主要考核直流输电及换流站设备的绝缘水平，在许多情况下也用于交流设备的绝缘试验。按照不同的试验目的，绝缘直流电压试验分为耐受电压试验、破坏性放电试验、泄漏电流试验、局部放电试验和极性转换试验五种。按照被试品外绝缘的不同表面状态，绝缘直流电压试验又分为绝缘（表面）干试验、绝缘（表面）湿试验及绝缘（表面）人工污秽试验三种。

绝缘直流电压试验中配合测量泄漏电流，能有效地发现尚未完全贯穿的集中性绝缘缺陷。由于直流电压下只有阻性电流流过被试品，避免了交流电压下的电容电流，可大大减小试验设备的容量。电容量较大的交流电力设备，如电力电缆、电机、电容器等也常用直流电压进行试验。但直流电压下绝缘内的电压分布与交流电压下不完全相同，不如交流电压试验更接近交流设备的运行实际情况。

直流电压下的绝缘试验需进行大气条件修正及海拔修正。

直流试验电压　试验电压值是指其算术平均值。由于接入试品，特别是在湿试验或人工污秽试验时，试品上试验电压的纹波系数可能增大，但通常要求其数值不大于3%。

直流试验设备　试验电压一般用整流装置产生（见直流高电压试验设备），也可用静电发生器产生。选择试验设备的容量时应计及被试品的电容电流、吸收电流、泄漏电流和被试品的内、外部的局部放电电流。内绝缘试验和干试验时，电流通常很小；湿试验时，泄漏电流可达数十毫安；人工污秽试验时，预放电电流可达几百毫安甚至1～2A。此时，一般要求电源的动态压降不超过10%。

直流试验方法　耐受电压试验、破坏性放电试验及局部放电试验与交流电压下同类型的试验方法相同。（见绝缘交流电压试验、绝缘局部放电试验）

泄漏电流试验是测量直流电压下流过被试绝缘的持续直流电流，它可以有效地发现绝缘内部的缺陷。通常，泄漏电流的测量与直流耐压同时进行，有时也在降低电压下单独进行。泄漏电流用毫安表或微安表测量，测量引线及表计需屏蔽并尽量靠近被试品的高压端。

极性转换试验是用来检验电源极性变化时直流电气设备绝缘的承受能力。试验方法是：对被试品先施加负极性直流试验电压90min然后转换成正极性直流试验电压持续90min，最后再转换成负极性直流试验电压持续45min，每次电压极性转换均应在2min内完成。

jueyuanzi

绝缘子　(insulator)

安装在不同电位的导体或导体与接地构件之间的能够耐受电压和机械应力作用的器件。绝缘子种类繁多，形状各异。不同类型绝缘子的结构和外形虽有较大差别，但都是由绝缘件和连接金具两大部分组成的。

分类　绝缘子按安装方式不同，可分为悬式绝缘子和支柱绝缘子；按照使用的绝缘材料的不同，可分为瓷绝缘子、玻璃绝缘子和复合绝缘子（也称合成绝缘子）；按照使用电压等级不同，可分为低压绝缘子和高压绝缘子；按照使用的环境条件的不同，派生出污秽地区使用的耐污绝缘子；按照使用电压种类不同，派生出直流绝缘子；尚有各种特殊用途的绝缘子，如绝缘横担、半导体釉绝缘子和配电用的拉紧绝缘子、线轴绝缘子和布线绝缘子等。此外，按照绝缘件击穿可能性不同，又可分为A型即不可击穿型绝缘子和B型即可击穿型绝缘子两类。

悬式绝缘子　广泛应用于高压架空输电线路和发电厂、变电站软母线的绝缘及机械固定，可分为盘形悬式绝缘子和棒形悬式绝缘子。盘形悬式绝缘子是输电线路使用最广泛的一种绝缘子，棒形悬式绝缘子在德国等国家已大量采用。

支柱绝缘子　主要用于发电厂及变电站的母线和电气设备的绝缘及机械固定，可分为针式支柱绝缘子和棒形支柱绝缘子。针式支柱绝缘子多用于低压配电线路和通信线路，棒

形支柱绝缘子多用于高压变电站。

瓷绝缘子　绝缘件由电工陶瓷制成的绝缘子。电工陶瓷由石英、长石和黏土做原料烧制而成。瓷绝缘子的瓷件表面通常以瓷釉覆盖，以提高其机械强度，防水浸润，增加表面光滑度。在各类绝缘子中，瓷绝缘子使用最为普遍。

玻璃绝缘子　绝缘件由经过钢化处理的玻璃制成的绝缘子。其表面处于压缩预应力状态，如发生裂纹和电击穿，玻璃绝缘子将自行破裂成小碎块，俗称“自爆”。这一特性使得玻璃绝缘子在运行中无须进行“零值”检测。

复合绝缘子　绝缘件由玻璃纤维树脂芯棒（或芯管）和有机材料的护套及伞裙组成的绝缘子，又称合成绝缘子。特点是尺寸小、重量轻，抗拉强度高，抗污秽闪络性能优良，但抗老化能力不如瓷和玻璃绝缘子。复合绝缘子包括棒形悬式绝缘子、绝缘横担、支柱绝缘子和空心绝缘子（即复合套管）。复合套管可替代多种电力设备使用的瓷套，如互感器、避雷器、断路器、电容式套管和电缆终端等。与瓷套相比，它除具有机械强度高、重量轻、尺寸公差小的优点外，还可避免因爆碎引起的破坏。

低压绝缘子和高压绝缘子　低压绝缘子是指用于低压配电线路和通信线路的绝缘子。高压绝缘子是指用于高压、超（特）高压架空输电线路和变电站的绝缘子。为了适应不同电压等级的需要，通常用不同数量的同类型单只（件）绝缘子组成绝缘子串或多节的绝缘支柱。

耐污绝缘子　主要是采取增加或加大绝缘子伞裙或伞棱的措施增加绝缘子的爬电距离，以提高绝缘子污秽状态下的电气强度。同时还采取改变伞裙结构形状以减少表面自然积污量，来提高绝缘子的抗污闪性能。耐污绝缘子的爬电比距一般要比普通绝缘子提高20%～30%，甚至更多。中国电网污闪多发的地区习惯采用双层伞结构形状的耐污绝缘子，此种绝缘子自清洗能力强，易于人工清扫。

直流绝缘子　主要用在直流输电中的盘形绝缘子。直流绝缘子一般具有比交流耐污型绝缘子更长的爬电距离，其绝缘件具有更高的体电阻率（50℃时不低于$10^{11}\Omega\cdot m$），其连接金具应加装防电解腐蚀的牺牲电极（如锌套、锌环）。

A型绝缘子和B型绝缘子　A型即不可击穿型绝缘子，其干闪络距离不大于击穿距离的3倍（浇注树脂类）或2倍（其他材料类）；B型即可击穿型绝缘子，其击穿距离小于干闪络距离的1/3（浇注树脂类）或1/2（其他材料类）。绝缘子干闪络距离指经由沿绝缘件外表面空气的最短距离；击穿距离指经由绝缘件绝缘材料内的最短距离。

功能及要求　绝缘子的主要功能是实现电气绝缘和机械固定，为此规定有各种电气和机械性能的要求。如在规定的运行电压、雷电过电压及内部过电压作用下，不发生击穿或沿表面闪络；在规定的长期和短时的机械负荷作用下，不产生破坏和损坏；在规定的机、电负荷和各种环境条件下长期运行以后，不产生明显的劣化；绝缘子的金具，在运行电压下不产生明显的电晕放电现象，以免干扰无线电或电视的接收。因为绝缘子是大量使用的器件，对其连接金具还要求具有互换性。此外，绝缘子的技术标准还根据型号和使用条件的不同，要求对绝缘子进行各种电气的、机械的、物理的以及环境条件变化的试验，以检验其性能和质量。

jueyuanzi shiyan

绝缘子试验

（tests of insulators）　为了保证绝缘子满足机械、电气及其他物理或化学性能要求所进行的试验。按照试验目的可分为逐个试验、抽样试验和型式试验，以及复合绝缘子的设计试验。为了反映新产品的总体试验状况，还有定型试验的概念；按照施加的试验应力不同又可分为电气试验、机械试验、其他物理或化学性能试验。不同型号的绝缘子其用途、特性各异，要求的试验项目也各不相同，但就试验项目设计而言，可以概括为两大类：模拟绝缘子运行条件检验绝缘子规定特性的试验和施加规定的预应力检验绝缘子规定特性的试验。

逐个试验　在制造过程中对每只绝缘子进行，其目的是剔除有制造缺陷的产品，通常包括外观检查、机械负荷（拉伸、弯曲、扭转、压缩负荷之一或其组合）试验、可击穿结构绝缘子和套管产品的电气试验（工频或高频）、不可击穿结构绝缘件的超声波探伤试验等。

抽样试验　从经过逐个试验合格的每一批量产品中随机抽取规定数量的试品进行，其目的是检验产品在制造过程中是否可能受到制作工艺和所用原材料的影响而使绝缘子性能发生了变化。抽样试验通常包括尺寸检查和温度循环试验、机械负荷（拉伸、弯曲、扭转、压缩、内压力负荷之一或其组合）试验，可击穿结构绝缘子电气试验，瓷绝缘子的孔隙性试验，复合绝缘子端部装配件与绝缘子伞套间界面的密封检查，以及镀锌金属装配件的镀锌层试验等。

型式试验和设计试验　瓷或玻璃绝缘子没有设计试验，型式试验的目的是检验绝缘子结构设计所决定的产品的主要性能，其中也包括检验原材料和制造工艺是否满足产品所需性能的要求。对复合绝缘子，型式试验旨在验证绝缘子主要取决于形状和尺寸的主要特性，以及装配好的芯体的机械特性，设计试验旨在验证设计、材料和制造方法（工艺）是否适宜。通常对绝缘子的新结构或新制造工艺只进行一次，只有当绝缘子的结构、原材料、制造工艺变更时才需重新进行（也可根据变更的性质进行部分试验）。型式试验和设计试验由电气试验、机械试验或机电联合试验、耐气候性试验、热试验、综合应力试验、有关环境保护和安全要求的试验等组成，不同产品之间试验项目差异很大。

定型试验　对一种新结构的绝缘子，其设计试验（适用时）、型式试验、抽样试验和逐个试验的集合可称为“定型试验”。

电气试验　目的是检验绝缘子在运行中承受工频及其过电压、雷电过电压和操作过电压的绝缘强度，或在规定电压下绝缘子的特性。绝缘子电气试验主要包括工频电压试验（见绝缘交流电压试验）、雷电冲击电压试验（见绝缘冲击电压试验）、直流电压试验（见绝缘直流电压试验）、操作冲击电压试验、工频或高频火花电压试验、工频耐受或击穿电压试验、无线电干扰电压（RIV）与可见电晕电压试验、工频电弧试验、人工污秽试验、陡波前冲击电压试验等。

机械试验　目的是检验绝缘子的机械强度，或剔除有缺陷的绝缘子，包括弯曲负荷试验、拉伸负荷试验、扭转负荷试验、压缩负荷试验、内压力试验、残余机械强度试验等，还有同时施加温度和机械应力的热机试验及同时施加电气和

机械应力的机械性能试验等。

其他物理或化学性能试验　针对不同材料、不同用途绝缘子，对反映绝缘子运行或长期性能的物理、化学特性的试验。具体包括：瓷或玻璃绝缘子的温度循环试验、钢化玻璃绝缘子的热震试验、瓷绝缘子的孔隙性试验、直流瓷或玻璃绝缘子的离子迁移试验、瓷或玻璃绝缘子的热破坏试验、复合绝缘子界面和端部装配件连接试验、复合绝缘子伞和伞套材料试验、复合绝缘子的芯棒材料试验等。



kaiguangui

开关柜 (switchgear cubicle) 按电气主接线的要求，以开关设备为主，将断路器、负荷开关、高压熔断器、隔离开关、互感器、避雷器、套管、母线、电缆终端等电气元件，成套布置在一个或几个金属柜内的配电装置。柜内还可装设控制、测量、保护和调节装置。柜内以空气、气体或复合绝缘作为介质。主要用于配电系统接受和分配电能，并能保护电源、隔离故障点和计量用电量。开关柜的优点是占地少，结构紧凑，安装使用方便，经济实用，整齐美观，适用于工厂批量生产。

开关柜有多种分类方法。按内装断路器的型式不同，可分为少油型、真空型和六氟化硫型；按安装方式不同，可分为固定式和移开式（手车式或抽屉式）；按柜体结构不同，可分为敞开式、半封闭式和封闭式（包括金属铠装式、间隔式和箱式）；按使用环境不同，可分为一般环境和特殊环境（包括矿山、船舶、化工、湿热带和高寒地区等）；按安装位置不同，可分为户内式（包括考虑凝露型和不考虑凝露型）和户外式。

开关柜通常所要求具有的性能：①柜体结构有足够的机械强度，能防止事故蔓延扩大。②在高压一次侧主回路不停电的情况下，能安全地检修二次侧设备。③操作一次侧开关设备时，二次侧继电保护等元件不会误动。④具有机械或电气的闭锁装置，以防止误分、合断路器，防止带负荷分、合隔离开关或插头，防止带电挂地线或合接地开关，防止误入带电间隔，防止带地线或接地开关在合闸位置时合断路器等，并具有紧急处理的解锁装置。⑤机械闭锁的开关柜，能保证断路器分、合闸速度及触头行程不受影响。

中国于20世纪50年代初开始生产固定敞开式开关柜；60年代开始生产移开式开关柜，以替代固定敞开式开关柜。到80年代初，固定敞开式开关柜因其售价低廉、绝缘可靠而继续采用，并进一步改进为半封闭式开关柜，与移开式开关柜并存。90年代开始又将半封闭式发展为封闭式并得到广泛使用。同时，世界各国已开始生产环网开关柜和充有气体的开关柜，还将高、低压开关柜与变压器装在一起发展成箱式变电站。

kaiguangui shiyan

开关柜试验 (tests of switchgear cubicle) 根据有关技术标准，采用测试手段对开关柜的性能及质量状况进行的检验。开关柜产品的试验分为型式试验和出厂试验。

型式试验 由于开关柜内的各种组件分属不同设备类别和产品系列，组合方案也比较多。因此，对同一型号的各种接线方案，其型式试验可只针对具有代表性的类型进行。通常型式试验项目有：①主回路、二次回路和辅助设备绝缘耐压试验；②开关装置的机械特性和机械操作试验；③温升试验和主回路电阻测量；④主回路和接地回路的短时和峰值耐受电流试验；⑤开关装置的关合和开断能力试验；⑥防护等级检验；⑦内部故障电弧试验；⑧辅助和控制回路的附加试验。另外，根据开关柜的结构和特殊使用环境，选做的项目有：①气室的压力耐受试验；②密封试验；③局部放电试验；④电磁兼容抗干扰试验；⑤防雨试验，仅适用于户外开关柜；⑥六氟化硫（SF_6）水分含量和漏气率测量，仅适用SF_6充气柜；⑦凝露试验。

出厂试验 开关柜批量产品在出厂前每台所进行的例行试验。通常的试验项目有工频耐压试验、机械操作和机械特性试验、主回路电阻测量、密封试验。

kaiguan he(fen) zha dianzu

开关合（分）闸电阻 (closing or opening resistor of switchgear) 用于限制操作过电压，安装在开关设备（断路器或隔离开关，简称开关）内，在开关合闸或分闸操作时短时接入的电阻器。根据安装开关的不同，开关合（分）闸电阻分为断路器合（分）闸电阻和隔离开关阻尼电阻。

断路器合（分）闸电阻 在断路器断口间通过辅助触头接入的电阻器，可抑制投空载长线的合闸过电压、开断电容回路产生的过电压及断路器瞬态恢复电压等。断路器合（分）闸电阻结构如图1所示，合（分）闸电阻与辅助断口串联后，与断路器的主断口并联。

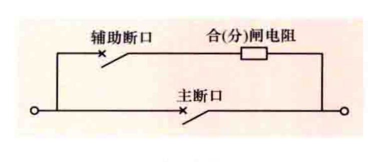


图1 断路器合（分）闸电阻结构示意图

断路器合闸操作时，与合闸电阻串联的辅助断口先关合，合闸电阻接入回路，经过8～11ms左右，断路器的主断口关合。分闸操作时，断路器的主断口先断开，分闸电阻被接入回路，经过大于30ms后，与分闸电阻串联的辅助断口再断开。由于断路器合、分闸操作都接入吸收电磁能量的电阻，从而降低操作过电压。合（分）闸电阻的阻值、辅助断口提前关合和延时断开的时间，需根据系统和线路的情况，通过系统仿真计算确定。

中国超高压系统中，早期断路器一般均安装合（分）闸电阻以满足绝缘配合要求，合分闸操作共用一个电阻，后期的断路器仅装设合闸电阻。为了深度降低操作过电压，中国特高压交流试验示范工程的断路器加装了400～600Ω合闸电阻，可将变电站和线路的合闸过电压分别限制在1.6p.u.（p.u.为以系统最高运行电压峰值为基准的标幺值，以下同）和1.7p.u.以下。随着金属氧化物避雷器（见避雷器）性能水平的提升，应充分利用避雷器来限制操作过电压，尽量避免采用断路器合（分）闸电阻。

隔离开关阻尼电阻 安装在隔离开关中的合（分）闸电阻。图2为气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）隔离开关加装阻尼电阻结构。隔离开关合闸时，动触头先向阻尼电阻放电；

分闸时，动、静触头间电弧被拉长后，电弧会转移到动触头与阻尼电阻之间。由于阻尼电阻被接入放电回路，可抑制隔离开关操作产生的特快波前过电压（very fast front overvoltage，VFFO）（见电力系统特快波前过电压）的幅值及其振荡频率，各国 750kV 和 1000kV 系统 GIS 隔离开关采用了 100～500Ω 阻尼电阻，可将 VFFO 限制在较低水平。

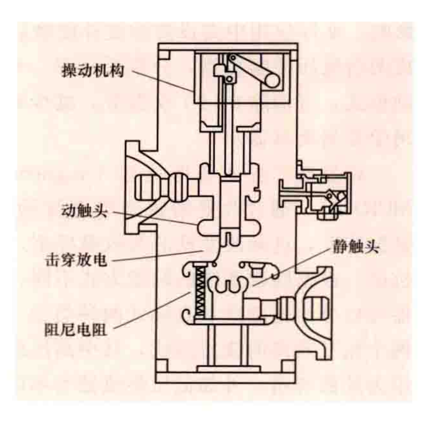


图 2 隔离开关带阻尼电阻结构

kaiguanzhan

开关站 (switching station)

为提高电网稳定性或便于分配同一电压等级电力而在线路中间设置的没有主变压器的电力设施。

为将建设于偏远地区的大容量水电、煤电或风电的电力输送到远方的负荷中心，输电线路可能长达数百公里，这时需要设置开关站将线路分段，以降低工频过电压和操作过电压，提高电网稳定性，并减小线路故障时影响的范围。长距离输电线路的分段数目需根据技术经济比较结果确定，一般分为 2～3 段。

开关站通常用于 220kV 及以上的输电线路中，只设一种电压等级的配电装置，由断路器、隔离开关及接地开关、电流互感器、电压互感器、避雷器、母线、相应的控制保护和自动装置以及辅助设施组成。

kangganrao ruanjian jishu

抗干扰软件技术 (software algorithm for interference suppression)

为排除或抑制电磁干扰影响，计算机在执行程序和提取信息的过程中利用某些操作指令和信号处理方法等编制的软件。现代电力工业应用大量计算机，其中的工控机、单片机以及相关的传感系统、通信系统等常处于强电磁骚扰环境下。在应用电磁屏蔽（见电子设备电磁屏蔽）、接地（见电子设备接地）、隔离（见电子设备隔离）、滤波（见电子设备滤波）和限幅（见电子设备浪涌保护）等硬件措施后，电磁干扰将受到很大限制，但仍会有一定幅度的电磁干扰进入。这些电磁干扰不一定会造成硬件损坏，但会对计算机的运行以及模拟和数字信号产生不良影响，后果仍可能十分严重。通过硬件和软件抗干扰技术的结合，可以收到更良好的抑制电磁干扰的效果。

程序抗干扰软件技术 计算机运行中程序受干扰的典型情况有：①指令码或数据码受干扰出现误码，程序错误执行或进入死循环或死机；②程序指针被干扰修改发生错误转移，造成盲目执行。

软件陷阱 将计算机未编程存储区和未使用的中断向量等设置空操作指令和无条件跳转指令组成软件“陷阱”，一旦程序跌入陷阱，便转入相应的失控处理程序，从而回到原来正常的运行程序。

监督定时器 俗称“看门狗”。监督定时器种类很多，但基本原理相同。监督定时器是一个独立的计时器，存储时间大于软件运行一个循环所需时间。计算机在正常运行时，每运行一个循环即发出计时清零信号给监督定时器，使其不产生溢出信号。当程序运行出现死循环等时，监督定时器较长时间收不到清零信号，计时器就产生溢出信号使计算机复位或产生中断，转入失控处理程序，恢复正常运行。

指令冗余 冗余即多余。多余的指令在正常情况下是无用的。在电磁干扰情况下由于干扰只能影响个别指令，因而可以起到抗干扰作用。例如：①对某些重要指令可重复发出几次，根据多数决定原则执行。也可对接收到的指令连续查询几次，防止因干扰而未能执行该指令。②在一些对程序流向起决定性作用的指令之前插入几条空操作指令。由于空操作指令对中央处理器（CPU）的状态无任何影响，失控的程序遇到空操作指令后程序计数器得到调整，使接下来的程序得以继续执行。

信息抗干扰软件技术 信息抗干扰软件种类可分为频域方法和时域方法。常用的时域方法有平均技术、加权平均技术、超幅删除、自适应抗干扰技术等。频域方法则是应用各种数字滤波器进行抗干扰，根据有用信号或干扰信号的特点，常用的有低通滤波、高通滤波、带通滤波和自适应滤波等数字滤波技术。一些时域的信号处理技术在频域上也可看成一种数字滤波，如平均技术就是低通数字滤波。

平均技术 有两种方法。第一种方法是在稳定信号的采集中对一点数据连续采样多次，以平均值作为该点数据，可以减小随机干扰的影响。第二种方法是在信号随时间变化快的情况中，将信号波形中第 n 点的数据取为该点前后若干点数值的算术平均 $\overline{x}_n$，计算公式为

$$\overline{x}_n = \frac{1}{2m+1}\sum_{i=n-m}^{n+m} x_i \tag{1}$$

式中 x_i 为信号波形时间序列中第 i 点的值；m 为小于 n 的正整数。

加权平均技术 与上述第二种平均技术相近，只是波形中第 n 点的取值 $\overline{x}_n$ 按加权公式（2）计算，即

$$\overline{x}_n = \sum_{i=n-m}^{n+m} k_i x_i \tag{2}$$

式中 k_i 为第 i 点的加权系数。显然

$$\sum_{i=n-m}^{n+m} k_i = 1 \tag{3}$$

超幅删除 在当前采样数据较前一数据幅值之差超过一定值时，即认为该数据受到干扰，予以删除。

自适应抗干扰技术 当电磁干扰的波形和幅值均已知时，可以从测量中用减法消去电磁干扰，这是一种简单的抗干扰技术。但在电磁干扰波形已知而幅值不知时，则只能用自适应技术消去干扰。

kekong binglian diankangqi

可控并联电抗器 (controllable shunt reactor, CSR)

与输电线路并联且其电抗值可分级或连续控制的电抗器。在超高压远距离输电系统中主要采用固定容量的高压并

联电抗器，存在难以适应系统不同运行工况、不同要求的问题：①线路轻载运行时需要容量较大的并联电抗器来补偿线路的容性充电功率，限制过高的电压以满足系统对电压的要求；②线路重载时，系统电压降低，需要较小容量的并联电抗器；③系统发生单相接地故障时，为限制系统过电压，需要较大容量的并联电抗器。

随着交流输电电压等级的提高和输电距离的加长，上述问题将更加突出，固定容量的并联电抗器难以协调系统限制过电压和无功补偿双重需求之间的矛盾，采用 CSR 成为有效的解决措施。电网对可控并联电抗器的需求可以归结为：①要求稳态时能够根据电网输送潮流变化和系统电压进行补偿功率的调节；②在系统发生短路故障时，为抑制过电压，要求可控并联电抗器以最短的时间（小于 100ms）达到最大的补偿容量；③在系统发生功率振荡时，可控并联电抗器能够提供系统阻尼。

分类 CSR 可连接到母线侧或线路侧，分别称之为母线型可控并联电抗器和线路型可控并联电抗器；按结构原理不同，可分为高阻抗变压器型和磁控型可控并联电抗器。

母线型可控并联电抗器 连接在变电站高压母线上，经断路器与系统连接，可以单独投退，通常中性点直接接地（见电力系统中性点接地）。用于母线无功和电压控制，主要功能包括：①正常情况下调相调压，即无功控制和电压偏差调节以及故障情况下电压支撑；②抑制工频过电压及减少电压波动；③改善系统稳定性和提高输送功率；④阻尼系统功率振荡。

线路型可控并联电抗器 主要用于超高压长距离和特高压输电系统，一般通过隔离开关与线路连接，仅能与线路一起投退，通常通过中性点电抗器接地（见电力系统中性点接地）。它具有固定并联电抗器和动态无功补偿设备的双重作用，可协调解决限制过电压和无功补偿之间的矛盾，主要功能包括：①灵活调节输出容量，提高系统无功补偿和电压控制能力；②抑制系统过电压，限制潜供电流，提高重合闸成功率；③消除发电机带空载线路运行时可能产生的自励磁问题。

高阻抗变压器型可控并联电抗器 可分为分级式可控并联电抗器和晶闸管控制变压器型可控并联电抗器两类。

（1）分级式可控并联电抗器。也称分级控制电抗器，基于高阻抗变压器原理，将变压器和电抗器设计为一体，变压器的短路阻抗百分比设计接近 100%，在本体的低压绕组接入晶闸管、断路器及其他控制回路进行调节，实现输出感性无功功率的分级控制。根据实际接入系统的需要选择分级数。一般设计为三级或四级。三级容量可选择 33%、67%、100%，四级容量可选择 25%、50%、75%、100%，或按系统需要选择各分级容量的比例。

（2）晶闸管控制变压器（thyristor controlled transformer，TCT）型可控并联电抗器。基于高阻抗变压器原理，低压绕组通过反并联的晶闸管阀构成回路，通过控制晶闸管的触发角提供连续变化的无功功率。低压控制绕组可接成三相组，也可分开，使每相负载与另外两相独立，从而可以单独控制正序和负序电流，实现分相调节。一般会将一个绕组接成三角形，以消除 3 次谐波。由于采用晶闸管相位控制，运行中会产生一定量的 $6n\pm1$ 次谐波，为消除谐波对电网的影响，实际应用中需设置滤波补偿绕组。容量大时也可设计成两组低压控制绕组，分别采用星、角形连接组合成 12 脉动形式，可消除 $6n\pm1$ 次谐波，减少对滤波的要求。（见晶闸管控制变压器）

磁控型可控并联电抗器（magnetically controlled reactor，MCR） 通过改变励磁绕组直流励磁电流，改变铁芯的磁饱和度，进而改变铁芯等效磁导率，连续调节电抗器的电抗值。根据励磁系统的取能方式不同，磁控型可控并联电抗器可以分为他励式和自励式两种类型。他励式的本体由高低两个相互隔离的绕组组成，其中高压绕组为主绕组，低压绕组为励磁绕组，外加低压整流器为本体提供调节所需的励磁电流。自励式无需外加励磁电源，励磁电流取自绕组的抽头，经晶闸管控制和二极管续流为电抗器本体提供控制所需的励磁电流。（见磁控型可控并联电抗器）

性能指标 可控并联电抗器的主要性能指标包括增加和减小容量时的响应时间、谐波电流特性和损耗特性。

响应时间 可控并联电抗器接受到调节指令到调节完成并达到需要输出容量 90% 所需要的时间。响应时间是可控并联电抗器的一项重要指标，依据安装地点的不同，系统对响应时间的要求会有差异。一般要求响应时间小于 100ms。对于不同类型的可控并联电抗器，其动态响应特性不同。对于本体采用高阻抗变压器并采用晶闸管阀进行分级或连续控制的电抗器，其响应时间能够达到 100ms 以内。而采用直流励磁控制的可控并联电抗器，因励磁调节过程的影响，响应时间会达到数秒，并随容量的增大而加长。

谐波电流特性 为了严格限制可控并联电抗器注入系统谐波电流的大小，一般要求电流总谐波畸变率小于 3%。在所有的可控并联电抗器类型中，只有晶闸管控制变压器型因晶闸管移相控制，会产生较大的谐波电流，需要配置相应的滤波器装置才能满足对电流谐波畸变率的要求。其他类型的可控并联电抗器自身产生的谐波电流很小，符合电流总谐波畸变率小于 3% 的要求。

损耗特性 损耗是考核可控并联电抗器经济性的重要指标。可控并联电抗器的控制方式决定了成套装置的损耗水平。其损耗可分为本体损耗和阀控系统损耗两部分。不同类型的可控并联电抗器其本体结构差别不大，同样的容量，本体损耗相当。但由于控制方式不同，阀控系统的损耗差别较大。采用复合断路器方式的分级式可控并联电抗器，其阀控系统仅在转换过程中存在损耗，转换完成后仅为导通损耗，他励式磁控电抗器的阀控损耗包括外加整流变压器、整流器及其辅助冷却系统的损耗。实际应用中，应根据系统设计进行合理选择。

工程应用现状 可控并联电抗器是为满足电网输电电压等级不断提高、输送容量不断增大的需要而提出的。由于其技术原理的不同，不同类型的 CSR 有其各自的适用范围。具有里程碑意义的几个工程有：1979 年在加拿大 735kV 输电系统的劳伦第德变电站投入了额定容量为 450Mvar 的 TCT 型可控并联电抗器；2001 年在印度伊塔尔西（Itarsi）变电站投运 1 台 420kV、50Mvar 带滤波补偿绕组的 TCT 型可控并联电抗器；2006 年 9 月，世界首套分级式可控并联电抗器在中国山西省忻都 500kV 开关站投入运行；2007 年，500kV 磁控型可控并联电抗器，在荆州换流站 500kV 线路

侧投入运行；2011年底，750kV、320Mvar的分级式可控并联电抗器在中国甘肃省敦煌变电站挂网运行。（见敦煌750kV变电站可控并联电抗器装置工程）

发展概况 可控并联电抗器的发展，先后经历了晶闸管控制变压器、磁控型可控并联电抗器和分级式可控并联电抗器等几种类型。为满足特高压电网建设的需要，中国已开发完成了额定电压1000kV、额定容量600Mvar的分级式可控并联电抗器控制保护系统、本体单相样机、晶闸管阀及其辅助系统，为特高压可控并联电抗器示范应用创造了条件。从中国在500、750kV系统的应用来看，分级式可控并联电抗器技术已经成熟，具备在特高压系统中应用的条件，大容量磁控型可控并联电抗器还需在提高响应速度、降低损耗等方面继续探索。

kekong chuanlian buchang zhuangzhi

可控串联补偿装置

（thyristor controlled series compensator，TCSC） 在输电线路串联补偿电容器两端并联晶闸管控制的电抗器及其保护控制等设备组成的装置，又称晶闸管控制的串联补偿器，简称可控串补。它可以在相当广的范围内平滑快速地调节串联的电抗值。主要用于提高系统的输送能力、改善系统电压和无功平衡条件、阻尼低频振荡和抑制次同步谐振等。

用途 可控串联补偿装置在提高系统稳定性和线路输送能力、改善系统电压质量和无功平衡、合理分配并联线路或环网中潮流等方面的应用原理，与固定串联电容补偿装置基本一致（见串联电容补偿装置）。由于可控串补可以快速调节其电抗，通过适当的控制调节环节使可控串补的应用效果更优于固定串补。作用有：①限制短路电流降低对MOV能量的需要。可控串补可以在半个周波内快速切换到感性低电抗的旁路模式，增加了输电系统的感性电抗值，降低了短路电流和电容器两端过电压，也就降低了对MOV能量的需求。②阻尼系统功率摇摆和低频振荡。可控串补可以在相当广的容性电抗至感性电抗范围内快速灵活地改变其电抗值，因而可以通过动态调制潮流阻尼系统的功率摇摆和低频振荡。③抑制次同步谐振比较常见的观点是：当电容电压上出现直流分量或次同步分量时，电容器电压在上、下半波的时间一个长于正常的10ms，另一个短于10ms。TCSC通过晶闸管的触发控制试图消除两半波之间电容器上的不平衡电荷，对工频进行调制，对工频以外的其他频率解调，达到阻尼次同步谐振的目的。④减少线路三相不平衡度。由于可控串补可以分相调整各相的电抗，补偿三相之间因其他原因造成的电压、电流不平衡，从而将不平衡度限制在一个允许的范围内。

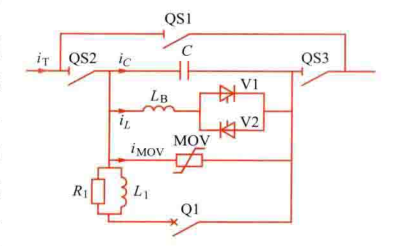


图1 可控串联补偿装置的接线示意图

C—串联电容器；MOV—金属氧化物限压器；L_B—旁路电抗器；V1、V2—反向并联晶闸管；R_1—阻尼电阻；L_1—阻尼电抗器；Q1—旁路断路器；QS1—旁路隔离开关；QS2、QS3—隔离开关

基本组成 可控串联补偿装置的接线示意图如图1所示。

串联电容器 见串联电容补偿装置。

金属氧化物限压器（MOV） 见串联电容补偿装置。

反向并联晶闸管 用于控制旁路电抗导通时间。一般要求采用损耗低、门极扩散速度快、di/dt高的大功率高压晶闸管。

旁路电抗 一般采用空心电抗器。其工频电抗值小于电容器的工频容抗值，两者之比约为0.12～0.2。其品质因数在80以上。

阻尼元件 见串联电容补偿装置。

旁路开关 见串联电容补偿装置。

旁路隔离开关、隔离开关 见串联电容补偿装置。

冷却设备 由冷却液、管道、水泵、水箱、去游离罐、过滤器、散热器及其监控装置等组成，用于冷却晶闸管阀。它与直流输电和静止无功补偿装置的冷却设备相似。冷却介质采用水和乙二醇的混合液体。冷却监控系统主要监测冷却液温度、流量、压力和冷却液的电阻率等。

监控及保护设备 包括电流互感器、传感器等监测装置、保护装置、信号传递装置、控制装置等。除了与常规串联电容补偿装置相似的辅助设备外，可控串联补偿装置在监测和控制装置方面主要增加了：晶闸管阀的温度、触发失败等故障监测及过负荷保护；晶闸管阀触发控制，可控串补阻抗控制，系统的其他应用控制等控制设备；冷却系统的监测和保护；旁路电抗器过负荷保护；可控串联补偿装置的过电压保护控制等。

绝缘平台 见串联电容补偿装置。

平台电源 供应平台上电子装置的电源，一般由电流和电压互感器二次侧供电。有的通过光电转换器取代平台上的电源。

工作原理 可控串补通过调节晶闸管阀V1和V2的触发角α，改变流过旁路电抗L_B的电流，从而改变TCSC的电抗，以期达到控制电力系统中的其他物理量，如电流、电压、输送功率等。稳态运行时，可控串补触发角α与电容器电压u_C、旁路电抗电流i_L的关系如图2所示，其中θ称为导通角，如忽略损耗，$\theta=2(180°-\alpha)$。可控串补电抗与触发角α的关系如图3所示，正值表示感性电抗、负值表示容性电抗。当$\alpha=\alpha_{crt}$（α_{crt}含义见图3）时，可控串补处于谐振状态，α_{crt}随着X_{L_B}/X_C比值的变化而变化。可控串补工作模式可以分为晶闸管闭锁、容抗调节、旁路、感抗调节四种模式。其中晶闸管闭锁和容抗调节模式属于容性电抗模式，旁路和感抗调节模式属于感性电抗模式。

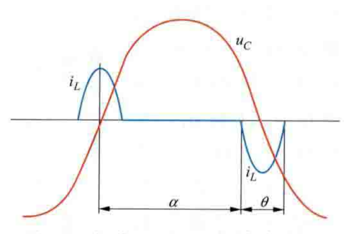


图2 电容器电压和触发角α关系示意图

u_C—电容器电压；α—触发角；θ—导通角；i_L—旁路电感电流

晶闸管闭锁模式 这时可控串补容抗$X_{TCSC}=X_C=\dfrac{1}{\omega C}$，与常规串补没有区别。

容抗调节模式 正常运行时可控串补一般工作在这个模式下。此时$\alpha_{crt}<\alpha<180°$，其容抗$X_{TCSC}>X_C$，α角越小，容抗越大。其主要特点为：①i_L和i_C反向，它通过串补电

容C形成回路，基本上不流入线路，线路电流波形基本上仍是正弦波；②由于线路电流 i_T 和 i_L 均通过电容支路，使得 $|i_C|>|i_T|$，随着可控串补容抗的增加，i_C 和 i_T 的差别也加大，这是提高容抗所必须付出的代价。

旁路模式　当 $\alpha=90°$ 时，$\theta=180°$，电感支路处于全导通状态，相当于 L 和 C 并联回路，由于工频下 $X_{L_B}=(0.12\sim0.2)X_C$，旁路模式下可控串补呈感性低电抗。当线路短路故障时，为了降低电容器两端过电压、限制短路电流，可控串补可工作在旁路模式。

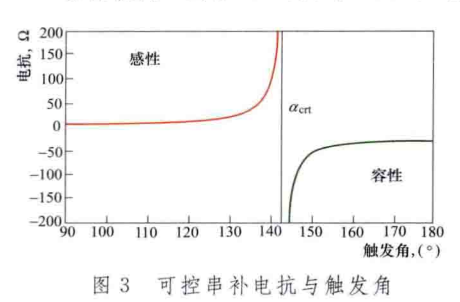


图3　可控串补电抗与触发角 α 关系示意图

感抗调节模式　当晶闸管触发角 $90°<\alpha<\alpha_{crt}$，可控串补工作在感抗调节模式。在此范围内感抗值随着 α 角的增加而增加。这种模式可用来限制线路电流。

可控串补工作能力　一般使用线路电流与允许工作电抗之间的关系表示。工作能力因持续时间的不同而不同，可分为连续运行、30min、数秒（10s左右，不同系统可能有不同要求）等。

（1）容性电抗模式。在线路电流较大时，最大允许工作容抗受电容器和MOV耐受过电流、过电压能力的限制。当线路电流较小时，最大允许容抗受最小允许触发角 α 的限制。

（2）感性电抗模式。线路电流较大时，受晶闸管允许电流和谐波发热的限制，此外电容器、MOV的耐受能力对最大感性电抗也有影响。在线路电流较小时，最大感性电抗受最大允许触发角 α 的限制。

典型的可控串补工作能力特性如图4所示，它表示不同持续时间、不同线路电流下TCSC的允许工作电抗。从图中可以看出，从感性到容性之间有一空白区。在实际工程中，可将可控串联补偿装置分成若干段（模块）串联而成，其中一部分模块工作在容性调节区，另一部分工作在感性区，这样可以减少或消除容性电抗与感性电抗之间的空白区，扩大可控串补的调节范围和工作能力。

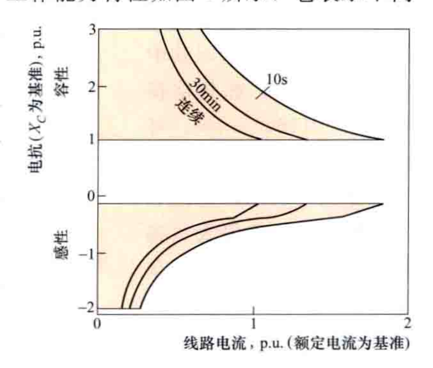


图4　单模块可控串补工作能力（电抗值）与线路电流及持续时间的关系曲线

可控串补控制　可控串联补偿装置一般采用分层控制的方法。大体可以分为内层驱动控制、中层电抗控制、外层系统控制。不同的可控串补站，其控制方法也有所不同，有的将内层控制和中层控制合并在一起，组成模块层控制，而将系统层控制称之为公共层控制。现有的可控串补装置全部都是无人值守，运行操作可以在当地或在远方进行。远方操作可通过监控及数据采集系统（supervisory control and data acquisition，SCADA）完成。

内层驱动控制　主要根据电抗控制要求，承担晶闸管阀的驱动（触发）控制。一般采用线路电流作为触发的同步信号，也有的在线路电流信号基础上附加上电容器的电压信号作为触发的同步信号。有的还把次同步谐振（SSR）控制列入内层控制，它通过内层闭环控制抑制次同步谐振。

中层电抗控制　主要控制可控串补的基波电抗值，一般可以分为开环和闭环电抗控制两种。开环电抗控制较简单，但在阶跃响应能力、跟踪能力、静态和动态误差性能上都不如闭环电抗控制。中层控制包括：①恒定基波电抗控制；②可控串补装置过电压保护控制，即当串联补偿装置内部或所在系统短路故障时，必要时可控串补可以快速进入旁路模式；③次同步谐振抑制控制。中层控制在内层控制之上。

外层系统控制　根据系统的状态（电压、电流、有功、无功、频率等）和调度人员的指令完成一系列电力系统运行控制。主要功能有：①按计划定值控制，如潮流、电流控制等；②阻尼功率振荡和低频振荡控制；③暂态稳定控制；④三相不平衡控制；⑤过负荷控制。这些控制均为闭环控制。

控制优先级　各种控制功能通过控制命令分配逻辑进行协调，以满足各种控制命令的要求，根据不同的系统要求，其控制命令的优先级也可能有所不同。总的说来，短路故障时过电压保护控制和次同步谐振控制具有最高的优先级。

可控串补保护　用于监测可控串联补偿装置各个部件的状态，以及在故障或其他异常状态时，用于减轻其损坏程度和对系统影响的自动装置。一般包括电容器组过电压保护、电容器组过负荷保护、电容器组内部故障保护、金属氧化物限压器保护、旁路间隙（如有）保护、平台保护、旁路开关故障保护、晶闸管保护、晶闸管冷却系统安全监控、通信与控制系统故障保护等。

电容器组过电压保护　典型的过电压保护电路（见图1）由金属化物限压器（MOV）、旁路电抗、反向并联晶闸管及有关的测量装置等组成。当线路故障，电容器两端的电压超过一定水平后，流过并联的MOV的电流急剧增加，由于MOV强烈的非线性特性，其两端的电压增加很少，从而限制了电容器两端过电压，一般将可控串补过电压限制到电容器组额定电压的2.0～2.3倍。为了减少对MOV容量的要求，当MOV的能耗或电流超过一定门槛后，将可控串补从容性电抗模式在半个周波内转向旁路模式，晶闸管连续导通，可控串补处于感性低电抗状态，使电容器组和MOV两端的电压急剧降低，显著降低了对MOV能耗的要求。同时由于可控串补的电抗从容性变为感性，也减少了线路的短路电流。可控串补与固定串补装置过电压保护（见串联电容补偿装置）的差别在于：①可控串补可通过晶闸管阀将电容器组旁路，因此可不需要装设旁路间隙；②在可控串补中，可以通过控制晶闸管阀的导通角使电容器组重新投入工作，因此在过电压保护动作后不需要闭合旁路开关，而固定串补需要合上旁路开关使旁路间隙灭弧，然后再断开旁路开关使串补电容再接入；③可控串补从旁路模式返回到容性模式的时

间（即电容再接入时间）只需20ms左右，而固定串补的电容再接入时间需100～200ms，这意味着可控串补旁路电容器组及MOV的起动门槛可以比固定串补低得多，从而显著降低对MOV能量的要求；④可控串联电容再接入时间短，对系统暂态稳定有利。

晶闸管保护　包括晶闸管阀组件的过电压保护、晶闸管温升和过负荷保护、晶闸管状态监测等。一般采用阻尼电路和击穿二极管限制晶闸管阀的过电压，晶闸管的状态监测由阀基电子电路完成。实际工程的晶闸管阀都留有裕度，如损坏的晶闸管在其裕度范围内，只发出警告信息，只有当损坏的晶闸管达到其裕度限值时，旁路开关合上，电容器组退出运行。

晶闸管冷却系统安全监控　由专门的程序逻辑控制器组成。它要根据环境温度的变化、可控串补不同的运行方式、晶闸管的温升等因素来监视、调节冷却系统，以确保可控串补的正常运行。一般主要监控不同位置冷却液的电导率、流量、温度和压力。当冷却系统异常时，监控系统给出警告或故障信息。警告信息表示可控串补可以继续运行，但存在潜在的故障危险，必须进行必要的检修。故障信息表明冷却系统必须立刻停运，以免事故扩大。

其他保护　可控串补的其他保护包括电容器组过负荷保护、电容器组内部故障保护、金属氧化物限压器保护、旁路间隙（如有）保护、平台保护、旁路开关故障保护等，它们的原理与固定串联电容补偿装置基本一致（见串联电容补偿装置）。不同的是可控串补可以没有旁路间隙，必要时将可控串补从容性电抗模式在半个周波内转向旁路模式，快速旁路电容器组和金属氧化物限压器。

可控串补系统试验　主要包括：①加电压和加负荷试验，用以检验整套补偿装置各部分是否良好；②带负荷投切串联电容器试验，以检验补偿效果和金属氧化物限压器及旁路开关的动作性能是否符合要求；③谐波性能测试，测量可控串补工作在容性和感性调节模式的谐波水平，试验的范围应包括最小运行水平直至全部运行能力；④短路故障试验，包括被补偿线路串补装置的两侧及相应线路的短路试验，以校验可控串补的保护系统及输电线路继电保护系统动作的正确性、潜供电流自灭能力等；⑤电抗控制试验，用于校验可控串补电抗阶跃响应能力、电抗的动态与静态误差，电抗的控制范围、容性和感性电抗相互转换时间等；⑥系统动态特性试验，用于评估可控串补系统动态性能，其中包括系统摇摆及低频振荡阻尼、暂态稳定控制、次同步谐振的抑制等。在实际工程中，系统试验需根据具体情况进行部分项目或全部项目试验，或补充新的试验项目。

发展概况　可控串补的思路来自于美国人N. G. 钦格拉尼（N. G. Hingorani）在20世纪50年代提出的次同步谐振阻尼器，它与可控串补的差别是用旁路电阻代替图1的旁路电抗。该装置于1985年在美国鲁格（Lugo）投入运行。1991年10月与TCSC很相似的345kV晶闸管投切串联补偿器（thyristor-switched series capacitor，TSSC）在美国电力公司的卡拉瓦河（Kanawha River）串补站投入使用（ABB公司生产）。TSSC与TCSC的主要差别是：TSSC的旁路电抗值选得比TCSC小得多，它只能运行在接入或旁路两种状态。1992年秋，230kV可控串补在美国西部电力管理局的卡因塔（Kayenta）串补站投入使用，该装置由西门子公司生产，又称先进串补（advanced series compensation，ASC）。1993年9月，由GE公司制造的500kV可控串补在美国邦纳维尔电力局的斯拉脱（Slatt）串补站投入使用。1997年，由ABB制造的400kV可控串补在瑞典斯多德（Stode）串补站投入使用。使用中的可控串补均运行良好，其可靠性水平和静止无功补偿器基本一样，据统计卡因塔可控串补的年利用率达99.89%。此外，中国、澳大利亚、巴西等国也结合各自电网的需要，开展了可控串补的研究，1999年1月巴西在500kV的南北联络线上投运了两套可控串补；2003年中国在平果变电站投运了两套500kV可控串补、2004年在成碧变电站投运了一套国产220kV可控串补（见图5）、2007年在冯屯变电站投运了两套国产500kV可控串补。（见冯屯500kV变电站可控串联补偿装置工程）



图5　成碧变电站220kV可控串联补偿装置

参考书目

周孝信，郭剑波，林集明，等．电力系统可控串联电容补偿．北京：科学出版社，2009.

kezhuanhuan jingzhi buchangqi

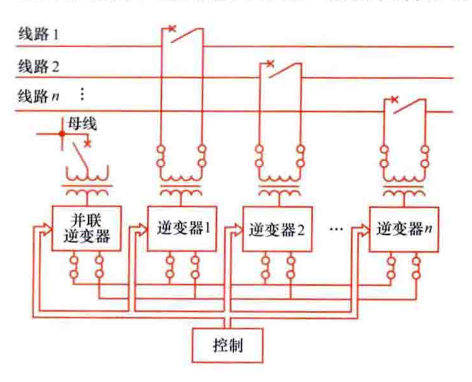
可转换静止补偿器

（convertible static compensator，CSC）　由多个同步电压源逆变器构成，可以同时控制两条以上线路潮流（有功、无功）、电压、阻抗和相角，并能实现线路之间功率转换的装置。可转换静止补偿器所具有的功能有：①静止同步补偿装置（STATCOM）的并联无功补偿功能；②静止同步串联补偿装置（SSSC）功能；③统一潮流控制器（UPFC）功能；④控制两条线路以上潮流的线间潮流控制（Interline Power Flow Control，IPFC）功能；⑤上述4种功能的任何组合，并相互转换。由于CSC具有很好的灵活性、模块性、可扩展性以及相互转换能力，因此被认为是第三代灵活交流输电装置。

基本原理　CSC的简化接线原理图如图所示，其中至少有一个逆变器并联在母线上，其余的n个逆变器串联在n条线路上。在使用中为了提高灵活性，每个串联逆变器可以配备两台主变压器：串联变压器和并联变压器，根据运行控制要求将其在STATCOM和SSSC之间相互转换，如韩国Kangjin变电站的UPFC（见韩国康津154kV变电站统一潮流控制器装置工程）。

可转换静止补偿器是统一潮流控制器（UPFC）技术的

发展和提高，因此它具有统一潮流控制器的各种功能，基本控制原理也有不少共同之处。CSC 和 UPFC 最主要的区别是：UPFC 只能控制一条线路的潮流，而 CSC 可以灵活地同时控制多条线路的有功及无功功率，即 IPFC 功能。



CSC 简化接线原理图

IPFC 功能是通过图中多个串联逆变器（逆变器1，…，逆变器 n）实现，每个串联控制（或补偿）所需的无功功率由每个逆变器自己提供。几条线路之间的有功功率可以通过几个逆变器的直流端互相交换，这样可以合理地调配几条线路的输送功率，起有功功率补偿作用。如果没有并联逆变器，几个串联逆变器之间输出、输入的有功功率总和应为零。装设并联逆变器后，可以取消这个约束条件，并联逆变器可以通过共同的直流端向串联逆变器提供有功功率，此外并联逆变器还可以承担 STATCOM 的并联静止同步无功补偿装置作用。

发展概况　可转换静止补偿器的概念是由美国电力科学研究院（EPRI）、纽约电力公司、西屋公司、电力技术公司（PTI）于 1998 年提出，主要目的是解决纽约州电网的输电能力问题。纽约州的能源在北部和西部，负荷中心在东南部，其输电能力在不同线路、不同时间分别受到热稳定、电压稳定和暂态稳定的限制，经研究认为该系统需要电压支持和增加潮流调控手段以满足不同情况下的运行要求，为此提出一个短期和长期的电网改造方案。安装 CSC 是其长期改造计划的一部分，于 2003 年 10 月投入运营。（见美国马西 345kV 变电站可转换静止补偿器装置工程）

kuabu dianweicha

跨步电位差　（step potential difference）　电流自接地电极（或接地网）经周围土壤流散时地面上水平距为 1m 的两点间的电位差。

跨步电位差的最大值出现在接地电极附近的地面上和接地网突出边角外侧的地面上。最大跨步电位差 E_{sm} 和相应的接地电极（或接地网）电位 IR（I 为经接地电极或接地网流散的电流，R 为接地电极或接地网的接地电阻）的比值称为跨步电位差系数 K_s，即

$$K_s=\frac{E_{sm}}{IR} \tag{1}$$

闭合均压接地网的外缘各角应做成圆弧形，以使接地网外侧地面的电位比较均匀，达到降低跨步电位差的目的，圆弧的半径可取均压带间距的一半。

发电厂和变电站接地系统的最大跨步电位差出现在平分接地网边角直线上，从边角点开始向外 1m 远的地方。

均压带为等间距布置时，最大跨步电位差可由下式计算，即

$$E_{sm}=\frac{\rho I_G K_S K_i}{L_M} \tag{2}$$

式中 ρ 为土壤电阻率；I_G 为接地网入地故障电流；L_M 为有效埋设长度，只有水平接地体时，即为水平接地网导体的总长度，m；K_S 为跨步几何校正系数；K_i 为接地网不规则校正系数。

对于一般埋深 h 在 0.25～2.5m 范围的接地网，K_S 可按下列公式计算，即

$$K_S=\frac{1}{\pi}\left(\frac{1}{2h}+\frac{1}{D+h}+\frac{1-0.5^{n-2}}{D}\right) \tag{3}$$

式中 D 为接地网平行导体间距；h 为接地网埋深。

接地网不规则校正系数 K_i 计算公式为

$$K_i=0.644+0.148n \tag{4}$$

$$n=\sqrt{N_1 N_2} \tag{5}$$

式中 n 为矩形或等效矩形接地网一个方向的平行导体数；N_1、N_2 分别为长、宽方向布置的导体根数。

当均压带不等间距布置时，最大跨步电位差 E_{tm} 可按式（6）计算，即

$$E_{tm}=k_{SL}k_{Sh}k_{Sd}k_{SS}k_{SN}k_{Sm}U \tag{6}$$

式中 k_{SL}、k_{Sh}、k_{Sd}、k_{SS}、k_{SN}、k_{Sm} 为最大跨步电位差的形状、埋深、接地导体直径、接地网面积、接地体导体根数、接地网网孔数目影响系数；U 为接地网的最大接地电位升高。其中

$$k_{SL}=29.081-1.862\sqrt{l}+435.18l+425.68l^{1.5}+148.59l^2$$

$$k_{Sh}=0.454\exp(-2.294\sqrt[3]{h})$$

$$k_{Sd}=-2780+9623\sqrt[36]{d}-11099\sqrt[18]{d}+4265\sqrt[12]{d}$$

$$k_{SN}=1.0+1.416\times10^6\exp(-202.7N)-0.306\exp[29.264(N-1)]$$

$$k_{SS}=0.911+19.104\sqrt{S}$$

$$k_{Sm}=k_{SN}\times34.474-11.541\sqrt{m}+1.43m-0.076m^{1.5}+1.455\times10^{-3}m^2$$

$$N=N_2/N_1$$

$$l=L_1/L_2$$

$$U=I_G R$$

式中 d 为接地网导体直径；h 为接地网埋深；L_1、L_2 分别为接地网的长度、宽度，m；m 为接地网的网孔数目；I_G 为流入接地网的最大接地故障电流；R 为接地网接地电阻；S 为接地网面积，m^2。

跨步电位差不应危及人身的安全。在有效接地和低电阻接地系统（见电力系统中性点接地）中，跨步电位差的允许值 E_{sp}（V）为

$$E_{sp}=\frac{174+0.7\rho_s C_s}{\sqrt{t}}$$

式中 ρ_s 为人站立处地表面土壤电阻率，Ω·m；t 为接地短路电流的持续时间，s；C_s 为表层衰减系数，与接触电位差的允许值 E_{tp} 中的 C_s 相同。一般 110～220kV 按第一级后备保护动作持续时间考虑，$t=0.6$s；330～750kV 按断路器失灵保护持续时间考虑，$t=0.4$s。

在非有效接地和非低电阻接地系统（见电力系统中性点接地）中，跨步电位差的允许值 E_{sp}（V）为

$$E_{sp}=50+0.2\rho_s C_s$$

在地网边缘地面铺设沥青混凝土或碎石可以提高 ρ_s，从而提高 E_{sp} 的数值。也可在地网边缘的路面地下装设两条与地网相连的"帽檐式"均压带。

kuaisu jiedi kaiguan

快速接地开关 (high speed earthing switch) 一种具有快速关合短路电流能力、专门用于电力系统人工接地的隔离开关，一般配有液压或电动的快速操动机构。在具有多个并联主变压器支路的电力系统中，为了节省投资，通常以快速接地开关代替主变压器支路的高压断路器。当主变压器本体发生故障时，主变压器保护起动高压侧快速接地开关进行合闸操作，造成电力系统人工接地，起动电力系统继电保护装置，致使输电线路对侧的断路器分闸，切断主变压器故障。

快速接地开关通常还装于气体绝缘金属封闭开关设备中，安装在每回出线的出口侧，用来闭合平行回路产生的感应电流。快速接地开关具有关合短路电流的能力，通常在110kV 电力系统中要求关合电流为 80kA（峰值），在 220kV 系统中为 125kA（峰值）。气体绝缘金属封闭开关设备中的快速接地开关，密封在（SF_6）气体绝缘的筒体中，关合短路电流的要求比较容易实现。而敞开式快速接地开关，当要求关合的短路电流较大时，往往用真空断路器来代替。

Kunming gaohaiba tegaoya zhiliu shiyan jidi

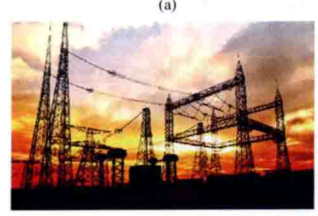
昆明高海拔特高压直流试验基地 (high altitude UHVDC test base in Kunming) 位于中国云南省昆明市嵩明县，海拔 2100m，距昆明市约 40km，占地面积约 295 亩。试验基地于 2009 年 9 月建成投运，主要包括特高压工频/直流/冲击户外试验场、特高压直流输电设备带电考核场、特高压交直流污秽试验室、特高压直流试验线段及其电磁环境试验场等，配置了±1200kV/ 500mA 双极直流电压发生器、±1600kV/50mA 直流电压发生器、7.2MV/720kJ 冲击电压发生器、4500kV・A/2250kV 工频试验变压器、4800kV・A/800kV 工频污秽试验电源、±1000kV/2A 直流污秽试验电源和 AC 800kV/DC ±1000kV穿墙套管等主要试验设备。

主要试验设备及功能参数　主要试验设备及功能参数如表所示。

昆明高海拔特高压直流试验基地主要试验设备及参数

序号	功能场区	主要试验设备及参数
1	特高压工频、直流、冲击户外试验场	1）主要试验设备：①冲击电压发生器（7.2MV/720kJ，2500μs 特长波头）；②工频试验变压器（4500kV・A/2250kV）；③直流电压发生器（±1600kV/50mA，低局部放电、快速极性转换）。 2）占地 197m×103m；中部门型塔净空 70m×70m
2	特高压直流输电设备带电试验场	1）主要试验设备：与特高压直流试验线段共用电源：双极直流电压发生器（±1200kV/500mA）。 2）净空尺寸：60m×60m×45m
3	特高压交直流污秽试验室	1）主要试验设备：①工频污秽试验电源（4800kV・A/800kV）；②直流污秽试验电源(±1000kV/2A)；③穿墙套管（AC 800kV/DC ±1000kV）。 2）净空尺寸：26m×26m×30m
4	特高压直流试验线段及其电磁环境试验场	1）主要试验设备：双极直流电压发生器（±1200kV/500mA）。 2）线段长度 800m；档距 200-400-200m。 3）电磁环境试验场尺寸：(2×130m) ×40m


(a)

(b)

(c)

(d)

昆明高海拔特高压试验基地
(a) 特高压工频/直流/冲击户外试验场；(b) 特高压交直流污秽试验室；(c) 特高压直流电网设备带电考核场；(d) 特高压直流试验线段及其电磁环境试验场

特高压工频/直流/冲击户外试验场　主要开展 1000kV 交流、±800kV 直流特高压输电线路杆塔塔窗和典型电极空气间隙的雷电冲击、操作冲击、直流电压、交流电压试验，以及交直流和冲击（雷电、操作）的联合加压试验；开展±800kV直流特高压输变电设备及部件的雷电冲击、操作冲击、直流电压试验；开展±800kV 直流输变电设备局部放电试验、极性反转试验；开展不同类型绝缘子、均压环、导线的放电试验研究；开展带电作业影响试验研究。见图 (a)。

特高压直流输电设备带电考核场　主要开展±800kV直流换流变压器绝缘模型（1∶1）、穿墙套管、电压互感器、电流变换器、避雷器、绝缘子、开关等设备的长期带电运行考核试验；利用被考核设备进行在线试验技术研究。见图 (c)。

特高压交直流污秽试验室　主要开展±800kV 直流特高压线路绝缘子串（全尺寸）、支柱绝缘子及套管的人工污秽试验（包括固体污层法和盐雾法）；开展±800kV 直流特高压换流站支柱绝缘子淋雨试验；开展±800kV 直流特高压线路悬式绝缘子及换流站支柱绝缘子选型研究；开展复合材料的老化试验。见图 (b)。

特高压直流试验线段及其电磁环境试验场　主要开展±800kV直流线路的电晕特性、无线电干扰（见直流输电线路无线电干扰）和可听噪声（见直流输电线路可听噪声）的试验；开展±800kV 直流线路的合成电场和离子流试验；开展直流输电线路带电作业试验及培训。见图 (d)。



Lanzhoudong 750kV biandianzhan

兰州东 750kV 变电站 （Lanzhoudong 750kV substation） 中国第一座 750kV 超高压大型枢纽变电站，位于中国甘肃省兰州市以东 38.5km 的榆中县小康营乡，西北 750kV 输变电工程的起点，连接甘肃、青海、陕西和宁夏电网 750kV 电力系统的枢纽。2003 年 9 月 19 日开始建设，2005 年 9 月正式投入运行，见图。

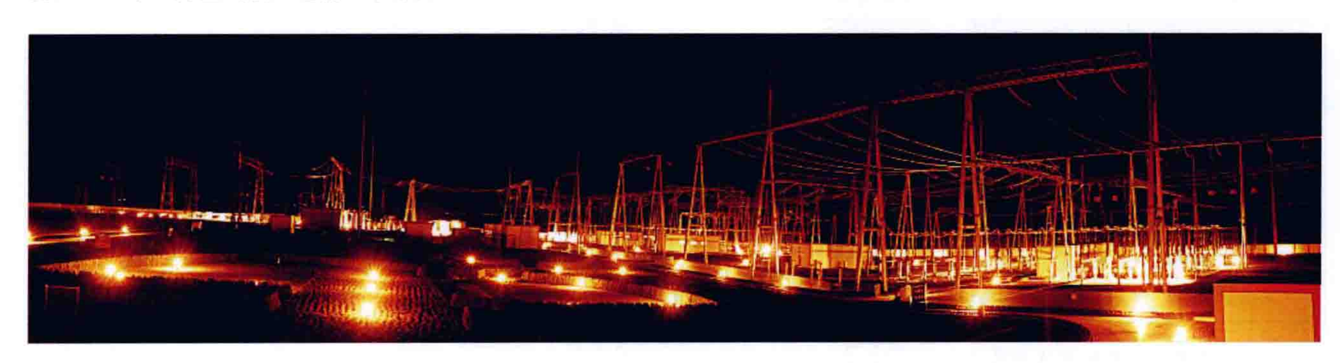
建设规模 兰州东 750kV 变电站包括 750、330、66kV 三级电压。750kV 和 330kV 为变电站与外部电力系统连接的电压等级；66kV 电压等级无出线。

750kV 出线最终 8 回，第一期 1 回。330kV 出线最终 12 回，第一期 5 回。变电站最终安装 2 组 750kV 主变压器，共 6 台单相 500 MV·A、750kV 变压器。第一期安装 3 台单相变压器。在远期的 750kV 出线上预留了 4×300Mvar 电抗器。

电气主接线 750kV 采用一个半断路器接线，按 5 个完整串规划。本期 1 线 1 变，采用线路-变压器组接线，安装一台断路器，进出线侧均装设出口隔离开关。330kV 采用一个半断路器接线，按 6 个完整串和 2 个不完整串规划。本期 5 线 1 变，按 1 个完整串和 4 个不完整串配置。66kV 采用单母线接线，装设总断路器。

设备型式及配电装置 主变压器采用单相、自耦、无励磁调压变压器。

750kV 采用气体绝缘全属封闭开关设备（GIS），一字型布置，间隔宽度 45m。进出线侧避雷器、电容式电压互感器、阻波器等设备为常规敞开式设备。750kV 出线上的电抗器回路中的设备也采用常规敞开式设备，包括隔离开关、避雷器等。



运行中的兰州东 750kV 变电站夜景

GIS 中断路器采用双断口断路器，断路器带合闸电阻。敞开式设备中，采用水平断口的隔离开关，配双侧或单侧接地开关；选用电容式电压互感器；选用氧化锌避雷器；根据系统情况装设阻波器及相应的通信设备。

330kV 采用软母线、断路器三列式、中型布置，间隔宽度 20m。330kV 采用罐式断路器，不装设合闸电阻。

66kV 屋外配电装置采用支持管型母线。

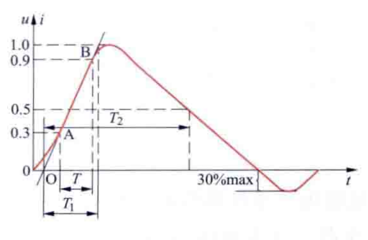
总体布置 全站从南向北划分成 750kV 配电装置，主变压器和 330kV 配电装置三个区域。南半部为 750kV 配电装置，所有的 750kV 线路朝南出线。中间部分为主变压器区域，包括主变压器、无功补偿装置、主控制楼以及其他生产辅助建筑。北半部为 330kV 配电装置，它采用断路器三列式布置方案，可以向北、东两个方向出线。主控制楼位于全站中间靠东侧。整个变电站东西长 402m，南北宽 357.5m，全站总征地面积 13.47hm²，其中围墙内占地面积 12.90hm²。变电站三个区域的四周均设置宽 3.5m 环形道路。变电站分区明显，运输道路畅通，布置比较紧凑。

全站建有主控通信楼、继电器小室（最终 7 个）、站用配电室、水工等建筑物，一期总建筑面积 1800m²（最终 1930m²）。750kV 构架采用钢管格构式结构，330kV 构架采用联合构架和钢管结构。

langyong kangraodu shiyan

浪涌抗扰度试验 （surge immunity tests） 通过模拟试验的方法来评价电气和电子设备抗浪涌骚扰能力的试验。主要模拟间接雷击对设备性能可能造成的影响，如线路直接遭受雷击导致雷电压或雷电流通过线路或接地系统进入设备；又如云层间雷电、云层内雷电或雷击大地或建筑物而在线路上感应出的雷电压或雷电流进入设备，以及入地雷电流通过公共接地系统进入设备等。

试验波形与等级 试验波形如图所示，该波形既适用于浪涌电压也适用于或浪涌电流。对于浪涌电压（1.2/50μs），上升沿时间为 $T_1=1.67T=1.2\mu s\pm30\%$、半峰值时间为 $T_2=50\mu s\pm20\%$；对于浪涌电流（8/20μs），上升沿时间为 $T_1=1.25T=8\mu s\pm20\%$，半峰值时间为 $T_2=20\mu s\pm20\%$。



浪涌试验波形图

各等级电源线的试验电压值见下表。试验等级取决于设备所处的电磁环境及安装条件，根据设备运行环境分为四级，更严重的特殊情况可由有关方面另定。第 1 级适用于较好的保

护环境，浪涌电压不超过 500V，如工厂或电站中的控制室等；第 2 级适用于保护环境比第 1 稍差，浪涌电压不超过 1kV，如无强电磁干扰的工厂等；第 3 级适用于一般性的电磁环境，无特殊安装要求，浪涌不超过 2kV，如普通安装的电缆网络、工业性的工作场所和变电站等；第 4 级适用于严重的电磁环境，浪涌电压可以达到 4kV，如民用架空线、未加保护的高压变电站等；表中第×级为开放等级，应根据用户的特殊要求，由制造商和用户协商后确定。

电源线的浪涌电压抗扰度试验等级表

等级	线-线（kV）	线-地（kV）
1	—	0.5
2	0.5	1.0
3	1.0	2.0
4	2.0	4.0
×*	特定	特定

* ×是开放等级，可在产品规范中给出。

试验设备 要求能分别模拟在电源线和通信线的浪涌抗扰度试验。由于电源线和通信线的阻抗不同，浪涌电压的波形也不相同，需要分别模拟。

电源线 采用电压波形 1.2/50μs 和电流波形 8/20μs 的浪涌综合发生器，基本性能要求是：开路电压波形为 1.2/50μs、输出电压峰值 0.5～4kV；短路电流波形为 8/20μs、短路输出电流峰值 0.25～2kA；发生器内阻 2Ω（可附加电阻 10 或 40Ω，以便形成 12 或 42Ω 的发生器内阻）；输出极性可正可负；浪涌移相范围 0°～360°；最大重复率至少每分钟 1 次。

通信线 采用电压波形 10/700μs 的浪涌电压发生器，基本性能要求是：开路输出电压峰值 0.5～4kV；发生器动态内阻 40Ω；输出极性可正可负。

试验程序 由于浪涌抗扰度试验的电压和电流波形相对较缓，对试验配置的要求比较简单。对于电源线浪涌抗扰度试验，都是通过耦合去耦网络来完成的。试验中要注意：①试验前务必按照制造商的要求加接保护措施；②试验重复率每分钟 1 次，不宜太快，以便给保护器件有一个性能恢复的过程；③一般正极性和负极性试验要各做 5 次；④试验电压要由低到高逐渐升高，避免由于受试设备内部的非线性元件特性出现的假象。另外，还要注意试验电压不要超出受试设备产品标准的要求，以免带来不必要的损坏。

试验结果的评价 见电磁抗扰度试验。

试验报告 见电磁抗扰度试验。

leidian

雷电

（lightning） 雷云对大地、雷云之间或雷云内部的放电现象。在地球上，平均每天约发生 800 万次雷击。对电力工业而言，输电线路和电气设备的雷害是停电的主要原因之一。

雷电的产生 能产生雷闪放电的积雨云叫雷雨云，放电的声音叫雷，放电的光叫闪，通称雷电或闪电。雷云的成因主要是含水汽的空气的热对流效应。太阳的热辐射，使地球表面在垂直于太阳光的面积上受到大约 $1kW/m^2$ 的热量。在雷雨季节，太阳使地面水分部分化为蒸汽，同时地面空气受到热地面的作用变热而上升，成为热气流。由于太阳几乎不能使空气直接变热，所以每增高 1km，空气的温度约下降 10℃。热气流遇到高空的冷空气时，水蒸气就凝成小水滴，形成热雷云。水平移动的冷气团或暖气团，在其前锋交界面上也会因冷气团将湿热的暖气团抬高而形成面积很大的锋面雷云。雷云的带电过程是综合性的。强气流将云中水滴吹裂时，较小的水珠带负电，而较大的残滴带正电，小水珠被气流携走，于是云的各部分带有不同的电荷。水在结冰时，冰粒上会带正电，而被风吹走的剩余的小水珠将带负电。雷云的带电过程也可能和它们吸收离子、相互撞击或融合的过程有关。实测表明，在离地面 5～10km 的高度主要是带正电荷的云层，在离地面 1～5km 的高度主要是带负电荷的云层，但在其底部也往往有一块不大区域的正电荷聚集（见图 1）。雷云中的电荷分布也远不是均匀的，往往形成好多个电荷密集中心。每个电荷中心的电荷量为 0.1～10C，而一大块雷云同极性的总电荷则可达数百库仑。雷云中的平均电场强度约为 150kV/m，而在雷电放电时可达 340kV/m。雷云下面地表的电场强度一般为 10～40kV/m，最大可达 150kV/m。当云中电荷密集处的电场强度达到2500～3000kV/m 时，就会发生放电。大部分雷云放电是在云间或云内进行的，只有小部分是对地发生的。雷云对地的电位可高达数千万伏到上亿伏。

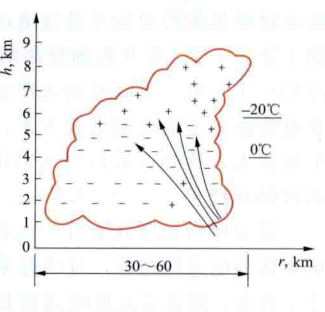


图 1 雷云电荷分布图

雷电放电通道 雷电放电通道的形状主要是线状的，有时在云层中能见到片状雷电，个别极为罕见的情况下会出现球状雷电。雷云与地之间的线状雷电可能从雷云向下开始，叫下行雷，下行雷又可分为正下行雷与负下行雷；也可能从地面突出物向上开始，叫上行雷，上行雷又可分为正上行雷与负上行雷。最常见的（约 90%）是带负电的雷云向下放电即负下行雷的线状雷电，球雷则极为罕见。雷云放电的距离可以通过测量雷声与闪光到达观测点时刻的不同按每千米雷声落后闪光 3s 进行估算。距离大于 15km 的雷很少能听到。一天内（一小时内）只要观测人员听到雷声就计为一个雷暴日（雷暴小时）。每个雷暴日每平方千米的对地放电次数用 γ 表示，γ 称为地面落雷密度。γ 与每年雷暴日数 T 的关系可粗略地表示为$\gamma = AT^{\alpha}$，A 为一个与地区有关的常数，系数 α 随 T 的增大而增大。

雷云中电荷密集处的电场强度达到 2500～3000kV/m 时，将首先出现向下发展的放电，这种放电称为先导放电。由负雷云向下发展的先导是跳跃式前进的，即走一段停一会儿，再走一段，再停一会儿，称为梯级先导。每级的长度为 10～200m，在雷云附近时每级先导长度大约为 50m，地面附近的先导长度大约减小为 10m。每级停歇的时间为 10～100μs，在雷云附近的停歇时间大约为 50μs，地面附近的停歇时间大约为 10μs。先导每级发展的速度约为 10^7m/s，延续时间约 1μs，总的平均速度为（1～8）$\times 10^5$m/s。从先导的光谱分析可知，先导发展时其中心温度可达 3×10^4K，而停歇时约为 10^4K。先导中心的线电荷密度约为（0.1～1）$\times 10^{-3}$C/m，随着先导向地面发展，电荷密度也逐步增加，先导的电晕半径约为 0.6～6m。它如一个向下伸展的电荷

囊，相应先导发展时的电流约为100A。先导通道外的纵向电位梯度为10～100kV/m。下行负先导在发展中会分成数支，这和空气中原来随机存在的离子团有关。当先导接近地面时，地面较突出的部分会开始迎着它发出向上的放电，这种放电称为迎面先导（也称上行先导）。迎面先导可以是一个，也可以有几个。当迎面先导的一个与下行先导的一支相遇时，就会产生强烈的中和效应，出现极大的回击电流（数十到数百千安），并伴随有雷鸣和闪光，这就是雷云放电的主放电阶段。主放电存在时间极短，为50～100μs。主放电回击电流的波头时间为0.5～10μs，平均时间约2.6μs。主放电过程是逆着负先导的通道由下向上发展的，速度为光速的1/20～1/2，离开地面愈高则速度愈小，其平均值约为光速的0.175倍。主放电到达雷云时就结束了，然后云中的残余电荷经过主放电通道流下来，称为余光阶段，由于云中的电阻较大，故余光阶段对应的电流不大（约数百安），持续的时间却较长（0.03～0.15s）。

雷云中可能存在着几个电荷中心，在第一个电荷中心完成上述放电过程之后，可引起第2个、第3个中心向第1个中心放电，因此雷云放电通常是多重性的，每次放电相隔时间约0.6ms～0.8s（平均为65ms），放电的数目平均为2～3个，最多记录到42个。第二次及以后的放电，由于是沿着第一放电的游离通道进行的，所以能自上向下顺利连续发展，没有先导的停歇现象，但主放电仍然是由下向上发展的，而且放电电流一般较小，不超过50kA，但电流陡度大大增加。图2中所示为负下行雷过程，图2（a）为用高速摄影机拍得光学照片的描绘图，图2（b）为相应的电流变化情况。

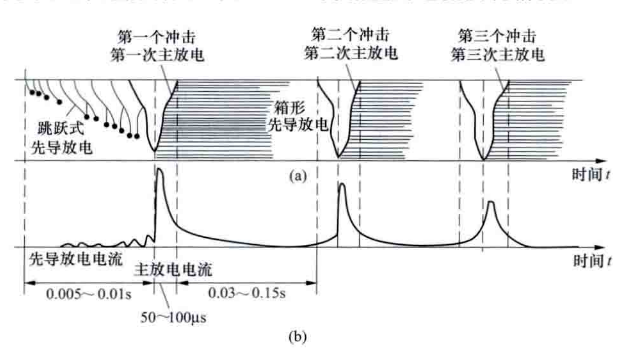


图2　负雷云下行雷的过程

(a) 负下行雷的光学照片描绘图；(b) 放电过程中雷电流的变化情况

正雷云的下行雷下行正先导的逐级发展是不明显的，其主放电有时有很长的波头时间（几百微秒）和很长的波尾时间（几千微秒）。

先导放电首先由地面发生并向上发展到雷云的上行雷，一般是在当地面有高耸的突出物时，不论雷云极性的正负都可能发生。负上行雷（此时雷云为正极性）的上行先导是逐级发展的，每级长度为5～18m，从总体上说无论正、负的上行先导到达雷云时，因为雷云的导电性能不好，大部分并无主放电过程发生。此时其放电电流的幅值一般只为数百安，而持续时间很长，可达0.1s。即使在上行先导碰到雷云的电荷密集区而发生主放电时，电流也不太大，一般在10～20kA以下。

球雷是线状闪电时在切线方向上所形成的流动性发光球体。球雷的直径为20cm左右，个别可达10m。球雷可能出现在天空中，也可能出现在地面附近，呈红、橙或黄色，常伴有嘶嘶声和特殊气味，存在时间可达3s以上，随风滚动，速度约2m/s，最后会自动消失或遇到障碍物而爆炸。球雷可引起燃烧并使金属熔化，也可伤害人畜。球雷可能是在线状闪电时由水气和空气分子在雷电场作用下引起电离产生各种活泼化合物而形成的火球。但应当指出，至今也无法解析维持球雷的能量来自何方。世界上最早的球雷记录见中国的《周易》，它记下了公元前1068年一次袭击周武王住房的球雷。中国福建古田1964年7月一个晴天曾发生过一次特大球雷，球雷分散后波及三十多户人家，伤亡多人。这种特大型球雷可能是太阳爆发抛出带电高温等离子体进入大气后与大气相互作用造成的。防止球雷袭击的办法是关上门窗，或至少不形成穿堂风，以免球雷随风进入屋内。

leidian canshu

雷电参数　(lightning parameter)　描述雷云放电的一系列特征量。包括主放电通道波阻抗、雷电流波形、雷电流幅值概率分布、雷电流陡度概率分布、雷电流极性、重复放电次数及对地输送的电荷量等。

主放电通道波阻抗　从工程实用的角度和地面感受的实际效果出发，先导通道可近似为由电感和电容组成的均匀分布参数的导电通道，其波阻抗为$Z=\sqrt{L_0/C_0}\,\Omega$，L_0为通道单位长度的电感量，H/m；C_0为通道单位长度的电容量，F/m。波阻抗取值与雷电流大小有直接关系，一般取$Z=$300～3000Ω。主放电即是沿着波阻抗为Z的先导通道传播的。

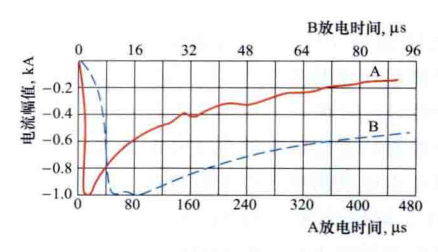


图1　第一次负放电平均电流波形

A—完整波形；B—放大了的波前

雷电流波形　世界各国测得的对地放电雷电流波形基本一致，多数是单极性重复脉冲波，少数为较小的负过冲，一次放电过程常常包含多次主放电的过程（分别为第一次放电和随后放电）和后续电流。K. 贝格尔（K. Berger）等人在圣萨尔瓦托山观测站测得大量雷电流波形图，图1、图2、图3分别为第一次负放电、正极性放电和随后负放电的平均电流波形（单位均为千安），它们之间有明显的区别。第一次负放电电流波形波头较长，在峰值附近有明显的双峰；随后放电电流波形的波头较短，没有双峰，电流陡度远大于第一次放电，而电流幅值约为第一次放电的一半。随后放电之后，约有一半存在连续的后续电流，至少持续40ms，电流从数十安到500A，平均约180A。

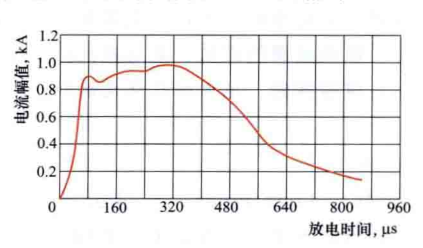


图2　正极性放电电流波形

典型的雷电流波形通常用双指数来描述，即

$$i=I_0\left(e^{\alpha t}-e^{\beta t}\right) \tag{1}$$

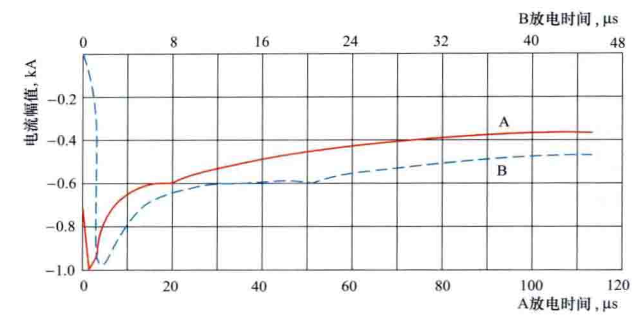


图 3　随后负放电平均电流波形

A—完整波形；B—放大了的波前

式中 α、β 为确定波形的两个常数；I_0 为雷电流幅值。综合各国观测结果，约 85%的雷电流波头长度为 1～5μs，平均为 2.5μs，中国工程推荐用 2.6μs。雷电流波长度为 20～100μs，平均约为 50μs。

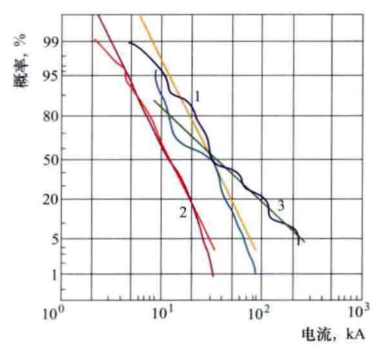


图 4　圣萨尔瓦托山总计 127 次雷击的雷电流幅值概率分布

1—第一次负放电；2—随后负放电；3—正放电

雷电流幅值概率分布　某一次雷击的电流幅值是随机的，对大量实测的雷电流幅值进行统计分析，可得其概率分布曲线。不同地区的雷电流幅值的概率分布不同，这主要与地区的纬度、地形、地貌、气象和雷暴强度有关。

图 4 为贝格尔在圣萨尔瓦托山（Moute San Salvatore）上记录到的 101 次负极性放电和 26 次正极性放电第一次放电电流幅值的概率分布；图 5 为 F. 波波兰斯基（F. Popolansky）汇总了世界各地 624 次正、负极性第一次放电电流幅值的概率分布；图 6 为 J.G. 安德森（J.G. Anderson）综合美国观测结果的雷电流幅值概率分布。由图可见，概率曲线遵循对数正态分布规律。

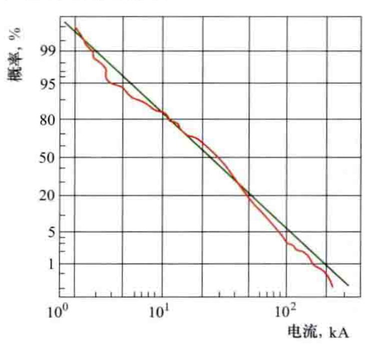


图 5　F. 波波兰斯基 624 次正、负极性雷电流幅值概率分布

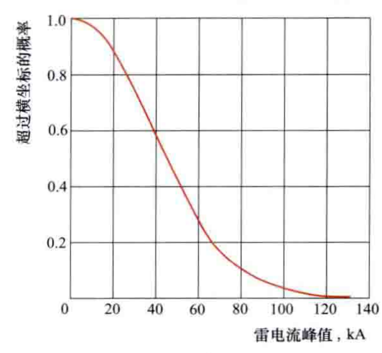


图 6　J.G. 安德森综合美国观测的雷电流幅值概率分布

中国电力行业标准 DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》规定，雷暴日超过 20 的地区雷电流幅值的概率分布推荐为

$$\lg P=-\frac{I}{88} \qquad (2)$$

式中 P 为雷电流幅值超过 I 的概率；I 为雷电流幅值，kA。对 20 雷暴日及以下地区，概率分布将减小，推荐为 $\lg P=-\dfrac{I}{44}$。

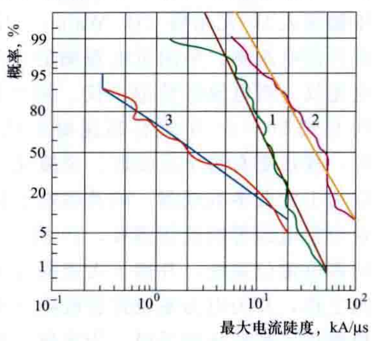


图 7　圣萨尔瓦托山上的雷电流最大陡度概率分布

1—第一次负放电；2—随后负放电；3—正放电

雷电流陡度概率分布　贝格尔在圣萨尔瓦托山上的观测结果如图 7 所示。

雷电流极性　当雷云电荷为正时，所发生的雷云放电为正极性放电，雷电流极性为正；反之，雷电流极性为负。实测统计资料表明，不同的地形地貌，雷电流正负极性比例不同，负极性所占比例为 75%～90%。

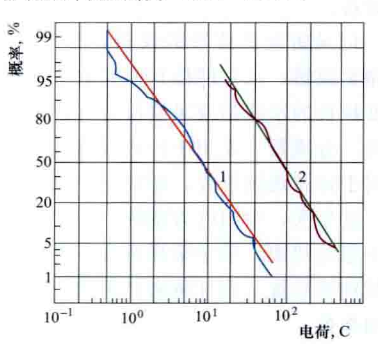


图 8　放电电荷的累积概率分布

1—负极性放电；2—正极性放电

重复放电次数及对地输送的电荷量　在一个雷云单体中，常常有多个电荷密集中心，因此，一次雷云放电也常常包含多次放电脉冲，称多重放电。根据 6000 次实测统计，平均重复放电 2～3 次，最多 42 次。放电之间的间歇时间通常为 30～50ms，最短为 15ms，最长达 700ms，而且间歇时间随放电数增多而加长。累计每次全放电过程对地输送电荷量称放电电荷，每次闪击对地输送的电荷量称闪击电荷。贝格尔 1975 年发表的在圣萨尔瓦托山测到的放电电荷和闪击电荷的累积分布如图 8 和图 9 所示。

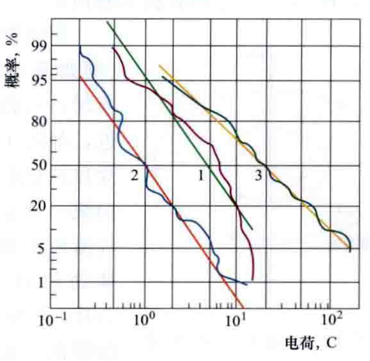


图 9　闪击电荷的累积概率分布

1—第一次负放电；2—随后负放电；3—正放电

leidian guance

雷电观测　(lightning survey)　对雷云起电、雷云放电的发展过程和雷云放电参数的观测。由于对人类的危害，主要是雷云对地放电引起的，所以雷电观测的主要对象是雷云对地放电。

雷电观测主要采取野外大面积观测和建立固定的雷电观测站两种方法。20 世纪在输电线路上大量装设磁钢棒是野外大面积观测的主要方法之一，建立固定的雷电观测站是对雷电放电进行全面研究的主要方法。

1897 年英国人 H. H. 霍弗特（H. H. Hoffert）和 1902 年德国人 B. 瓦尔特（B. Walter）开始使用胶卷移动照相法进行雷电观测。早期雷电观测的主要仪器和设备有磁钢棒、电花仪、雷电流特性记录仪、阴极射线示波器、陡度仪等。20 世纪 50～60 年代有高速摄影机、变像仪、雷电计数器等，现在更有数字示波器、录波仪、数字化高速摄像系统等应用于雷电参数观测。随着微电子技术的高速发展和宇航事业对雷电预警的迫切需要，20 世纪 70 年代末期美国研制成功雷电定位系统，开始了大范围雷电发展过程及其参数的遥测工作，并为电力系统雷害故障点和森林雷电火灾的自动巡检提供了现代化的手段，为宇航、军民用航空、导弹发射等提供有效的雷电预警。近年在雷电观测领域中国也开展了大量工作，比如在各省建立了雷电定位系统，并在部分线路杆塔上装设雷电流采集装置等。

雷电观测的主要设备 主要有示波器和录波仪、分流器和感应线圈、磁钢棒、高速摄影机和数字化高速摄像系统、雷电定位系统等主要设备。

示波器和录波仪 记录雷电流波形的仪器。20 世纪 70 年代开始使用数字存储示波器，从存储信息中提取雷电流波形，现在使用存储深度很长的示波器或录波仪进行记录。

分流器和感应线圈 分流器主要用于针式观测塔的雷电流测量。感应线圈除用于针式观测塔外，还常用于电视塔等大塔体的雷电流测量。近年来，中国电力系统也在大量的输电线路杆塔上安装基于感应线圈、数字采样系统与远程通信传输系统的雷电流参数观测系统。预计将来会得到较多的雷击输电线路杆塔的详细参数。

磁钢棒 利用剩磁测定雷电流幅值和极性的磁性材料棒。磁钢棒采用不易饱和、矫顽磁力大和涡流损耗小的铁磁材料制作，常用的由阿尔尼合金粉（铝 15%，镍 24%，铜 4%，铁 57%）与环氧粉压制而成。

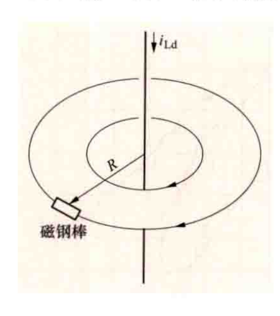


图 1 用磁钢棒测量流经载流导体的雷电流

用磁钢棒测量流经载流导体（例如避雷针、避雷线）的雷电流时，可将它放在载流导体的附近，如图 1 所示。磁钢棒的一端涂以红色标记，安装时这一端指向统一规定的方向。当幅值为 I_m 的雷电流通过载流导体时，磁钢棒处的最大磁场强度 $H=I_m/2\pi R$，R 为磁钢棒和载流导体间的距离。雷电流流过之后，磁钢棒上保持的剩磁由磁钢棒处的最大磁场强度和磁钢棒的磁化曲线决定。检测磁钢棒的剩磁即可推算出雷电流的幅值，检查磁钢棒红色端的极性即可决定雷电流的极性。磁钢棒红色端的极性可用指南针来检查，造成磁钢棒剩磁的雷电流值可用正切检磁计法或交流退磁法来确定。磁钢棒的测量误差为±10%～±20%。

高速摄影机 用来拍摄快速发展的光学过程照片的摄影机，是研究雷电发展过程的重要工具之一。过去广泛采用的机械式高速摄影机，从结构上可分为鼓轮型和转镜型，从拍摄功能上可分为轨迹记录（扫描）式和连续分幅式。对于雷电这种不可控的自然现象，高速摄影机是以等待方式工作的，即在一定的范围内摄影机的快门始终开启，记录可从任何瞬间开始。

最早拍摄雷电高速照片的波依斯相机是一种鼓轮型扫描式高速摄影机，如图 2 所示。胶片固定在鼓轮内表面，接成环形。当鼓轮高速旋转时，离心力使胶片紧贴鼓轮，转速的极限取决于鼓轮的强度，其最高旋转线速度可达 100m/s，拍摄频率达每秒 10^5 幅。波依斯相机具有两套固定的三棱镜与透镜，可在胶片上形成闪电 AB 的两个像。当鼓轮高速旋转时，由 A 向 B 发展的放电前沿将在胶片上形成逆着鼓轮旋转方向倾斜的扫描轮廓，根据轮廓的斜率可求出放电发展的速度。连续分幅式的鼓型相机可以形象地记录雷电完整的发展过程，其光路比波依斯相机复杂。为了形成尽可能清晰的闪电整体分幅照片，在画幅曝光时间内，像与胶片间要相对静止，这就必须采取补偿措施。鼓轮型相机广泛应用反射镜补偿，被摄目标的像经一系列透镜后在一个转速为鼓轮的整数倍的多面体反射镜上形成中间像，再经过中继透镜系统在胶片上形成相对静止的像。多面体反射镜既补偿了胶片运动，同时还起到光学快门的作用。

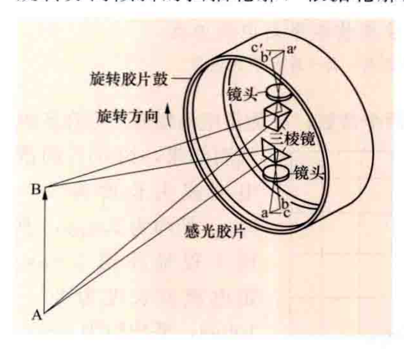


图 2 鼓轮型相机的工作原理

转镜型高速摄影机的工作原理如图 3 所示。转镜型高速摄影机中胶片是固定在某一位置的，光线经透镜系统进入相机，由反射镜反射到胶片上。当反射镜依箭头方向旋转时，反射角同时发生变化，胶片上的感光点随之移动。旋转反射镜（转镜）的转动惯量很小，又可通过抽真空等办法减少阻力，故可以比鼓轮旋转速度高得多。由图 3 可见，反射光线的旋转角速度为镜面旋转角速度的 2 倍。转镜型相机的光线扫描速度可达 50km/s，分幅拍摄频率达每秒 10^7 幅以上。

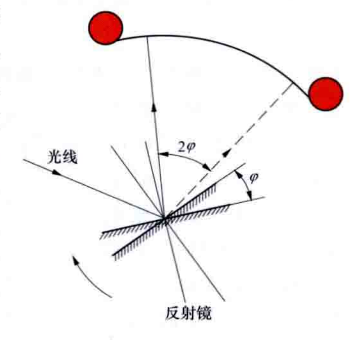


图 3 转镜型相机的工作原理

除上述两种高速拍摄机外，有些国家还使用旋转胶片的高速摄影机，这种高速摄影机的胶片是环形的，其最高旋转线速度为 50m/s。

数字化高速摄像系统 采用最新的感光技术及数字处理技术，可以拍摄高达 100 万幅/s 的数字化图像序列。这种数字化高速摄像系统采用 CMOS 作为感光器件，结合高速数字转换系统，实现了图像的数字化，并采用 DSP 等高速数据处理系统实现图像的压缩、转储与传输。

雷电定位系统（lightning location system，LLS） 近年来在雷电工程技术领域应用最广泛的雷电监测技术手段。雷电定位监测技术是 20 世纪 70 年代末期由美国科学家提出并实现，经过不断发展，已有 40 多个国家建立了雷电定位系统，用于电力、石油石化、通信、航天航空、防灾减灾、

保险理赔行业。

在雷电定位监测技术及其系统自主研发以及雷电监测网的建设上，中国起步早、监测覆盖区域大、积累监测资料长。20 世纪 80 年代末，中国电网率先开展利用 LLS 对雷电活动进行监测的工作。从 1993 年第一套国产 LLS 在安徽电网投入工程运用，截至 2012 年初，中国电网雷电监测网覆盖除台湾省之外的 33 个省（直辖市、自治区、特别行政区），包括 500 余个探测站、37 个中心站，中国是继美国后第二个拥有雷电定位技术领域自主知识产权的国家。

雷电定位系统是一套全自动、大面积、高精度、实时雷电监测系统，能实时遥测并显示地闪的时间、位置、雷电流峰值和极性、回击次数以及每次回击的参数，雷击点的分时彩色图能清晰地显示雷暴的运动轨迹。

雷电定位系统的组成见图 4，它主要由探测站、中心站、用户系统 3 部分构成。此外，通信系统是组成 LLS 的重要支撑环节。

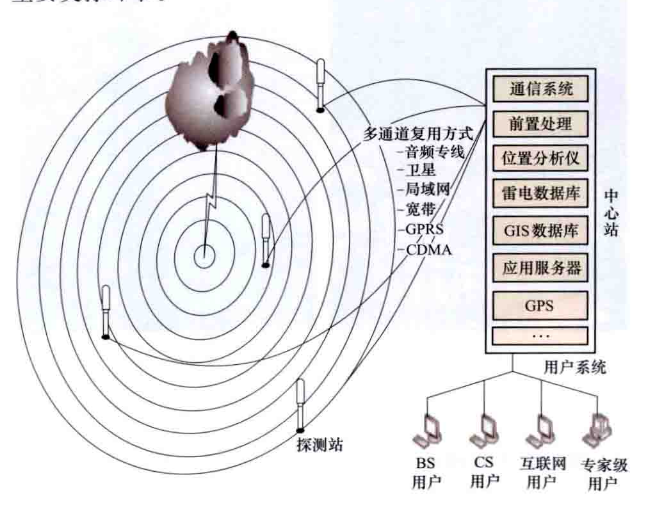


图 4　雷电定位系统示意图

探测站是雷电地闪信号的采集、识别、处理、时钟标定及发送单元，主要由电磁场天线、雷电波形识别及处理单元、高精度晶振及 GPS 时钟单元、通信、电源及保护单元构成，它测定地闪电磁辐射场的特征量并输出每次回击到达的时间、方向、相对信号强度等，并将原始测量数据实时发送中心站。中心站是雷电定位系统的数据处理及系统控制中心，负责雷电探测信息接收、定位计算、数据处理、存储管理以及系统各单元之间的协调控制，采用时差和方向综合定位模型解算出地闪的时间、位置、雷电流峰值和极性、回击次数等参数信息。用户系统是将雷电信息与电网、地理信息为主的对象融合一体的计算机软件系统，终端用户具备客户/服务器网络系统（C/S）、网站式开放型用户终端（B/S）、掌上式用户终端（Palm）等多种用户模式。

LLS 是采用多个探测站同时测量雷电 LF/VLF 电磁辐射场，剔除云闪信号，对地闪定位。探测站的宽频（1kHz～1MHz）天线系统和专门设计的电子电路，识别地闪信号并采样地闪每次回击波的峰值，使测量值对应回击波形成的开始部分，即对应垂直回击通道的较低部分，这时相应的电离层折反射、通道的水平分支的影响最小，在理论和技术上保证测量雷击点和雷电流峰值的准确性。

典型地闪和云闪放电的磁场波形如图 5 所示。地闪和云闪的主要区别有：①地闪有明显的波前突变 R，并在 R 之后出现主峰 P1，次峰 P2、P3…，一般小于 P1；云间放电没有 R 突变，有多个波前次峰。②对地放电没有或仅有很小的负过冲。当脉冲形状逻辑判别电路接收的磁场信号满足：上升时间在 1～24μs 之间，峰值之后 20μs 之内不改变极性，20μs 之内次峰不大于 1.25 倍主峰时，则信号被确认为对地放电而被接收。

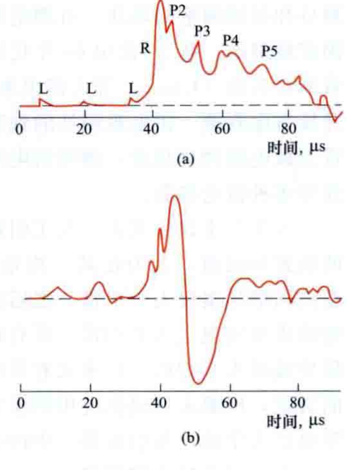


图 5　典型地闪和云闪放电的磁场波形

(a) 地闪；(b) 云闪

LLS 的多站典型定位方法有定向法、时差法和综合定位法三种。

（1）定向法。地闪磁场辐射波穿过探测站的正交框形天线，在南北与东西方向天线（对应 X－Y 轴）产生的磁场强度分别为 H_{WE} 和 H_{NS}，由 $\tan\alpha=\dfrac{H_{NS}}{H_{WE}}$，即可求得雷击点 A 相对探测站的方位角。当 A 点发生雷云对地雷击，方向探测站 S1、S2 分别测定雷电方位角 α_1、α_2，由三角定位原理可计算出雷击点 A 的位置，较多观测量可平差求最优值并估计误差，见图 6。

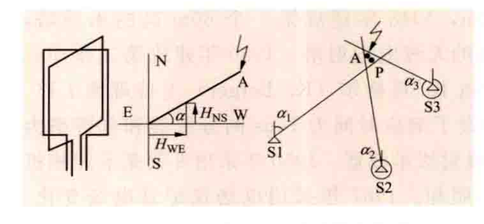


图 6　定向法定位原理

（2）时差法。探测站中新增了高精度同步时钟，可测量雷电波到达时刻，精度达 0.1μs 级。图 7 中 A、B、C 代表探测站，设 P 为地闪位置。探测站 A、B、C 分别测定雷电波到达时间 t_1、t_2、t_3，计算出雷电波到达各探测站的时间差 $T_{12}=t_1-t_2$，$T_{23}=t_2-t_3$，$T_{13}=t_1-t_3$，每 2 站都有一时间差及对应的距离差，构成一条双曲线，雷击发生在这条双曲线上的某一点。2 条双曲线的交点 P 即为雷击点，而 P′是 2 条双曲线另一个数学解，即伪雷击点。4 站及以上系统能剔出 P′，可平差求最优值并估算精度。

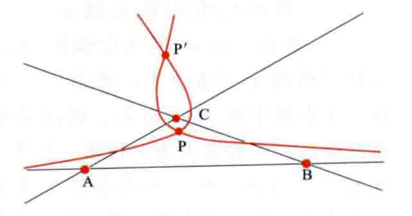


图 7　时差法定位原理

（3）综合定位法。定向法的测向误差较大，需要观测量较少；时差法定位精度高，需要观测量较多。将二者综合起来优势互补，且在一个站上同时获取方向和时间观测量，可增加观测量，提高精度，解决某些特殊问题（如剔除 P′）。综合定位法是当前使用最广的方法，中国电网 90% 以上的雷电定位系统均采用综合定位法。

雷电观测站 集中多种仪器对雷云放电进行观察并直接测量和遥感测量的场所。有固定的和移动的两种，大多数是固定观测站。从20世纪60年代以来，为了增加雷电观测的效率，乌曼（Uman）等人提出来建立人工引雷试验观测场，开展雷电观测。雷电观测站的观测内容包括观察雷云起电和雷云放电的物理现象，测量雷电流的波形、陡度、幅值和极性等多种雷电参数。

人工引雷试验观测 人工引雷指在雷暴环境下利用一定的装置和设施，人为在某一指定地点触发的闪电。1960年在美国最早实现人工引雷，之后法国、日本和中国等国家也相继成功实现了人工引雷。所有这些成功的人工引雷都是采用导线技术实现的。后来又有采用激光、火焰、水柱通道等的尝试，但都未见成熟应用的报导。世界上著名的有美国佛罗里达大学的户外引雷场，中国也在甘肃兰州、广州从化建立了人工引雷试验观测场。

实例 主要介绍美国纽约帝国大厦观测站、瑞士圣萨尔瓦托山观测站、南非观测站、莫斯科电视塔观测站和中国石榴岗观测站。

（1）美国纽约帝国大厦观测站。建于1939年，高380m，当时由K.B.麦克凯伦（K. B. McEachron）主持。第一次使用凹孔放电管示波器和磁钢棒，测量雷电流波形和幅值。在780m远处使用波依斯旋转照相机拍摄雷云放电发展过程。拍摄的照片首次展示了由楼顶发展起来的向上先导引发的上行雷。

（2）瑞士圣萨尔瓦托山观测站。位于北纬45°59′、东经8°57′，标高914m，1943年建成第一个60m高的木质塔，1958年改用等高的无线电发射塔。1950年建成第二座90m高的铁塔，当时由K.贝格尔（K. Berger）主持观测工作。在两个塔上均装设了响应时间为16ns的分流器和分辨率为0.5μs的专用阴极射线示波器。1950年采用8架莱卡照相机进行全视野夜间照相。1967年采用电场仪记录电场变化。从1946～1974年共记录到1786次雷电流示波图，拍摄了清晰的放电发展过程的照片，首先发现了脉冲正电流雷电。

（3）南非观测站。1973年在南纬25°50′、东经28°0′的一座小山上建立一座60m高的绝缘塔，由R.B.安德森（R. B. Anderson）主持观测工作。塔下安装有阴极射线示波器，照相机和电视摄影机均在远处用甚高频无线电设备遥控进行观测。用电视摄影廉价地获得大量雷云放电发展过程的资料，可用以确定雷云放电的一般特性。

（4）莫斯科电视塔观测站。位于北纬55°45′、东经37°40′，塔高537m，用感应线圈和示波器测量雷电流。建站以后的四个半雷季中，遭雷击143次，平均每年32次，有一次雷暴中遭12次雷击。观测结果表明所遭受的雷击主要特征是：多数雷击为上行雷，其中一部分雷击起始于塔下方12～36m处，有二次雷击打在塔顶下方200～300m；高大塔体具有吸引雷击的效果，即除塔体本身吸引雷击外，距塔体1km之内比1～3km范围内的对地放电数要多。

（5）中国石榴岗观测站。1960年建于中国广东省广州市东南郊的石榴岗，站上建有高45m木质塔一座，在塔顶装有总长约2500m的环形直击雷接收网，环形面积约350 000m²。用分流器和阴极射线示波器记录雷电流波形，用磁钢棒记录雷电流幅值和沿辐射接地体的电流分布，用电容分压器测量塔顶电位，用旋转照相机拍摄放电发展过程，还装有水平天线电场仪和框形天线磁场仪。6年观测期间雷击塔体5次。

leidian guodianya

雷电过电压 (lightning overvoltage)

雷云放电时在导线或电气设备上所形成的过电压。雷电过电压分雷电直击过电压和雷电感应过电压两类。雷电直击于电力系统（导线、设备等）时产生的过电压称雷电直击过电压。雷电直击过电压对任何电压等级的线路和设备都可能产生危险。雷击于导线或电气设备附近时，由于静电和电磁感应而在导线或电气设备上形成的过电压称雷电感应过电压。雷电感应过电压通常只对35kV及以下电压等级的线路和设备构成威胁。雷电造成的危害如图1和图2所示。

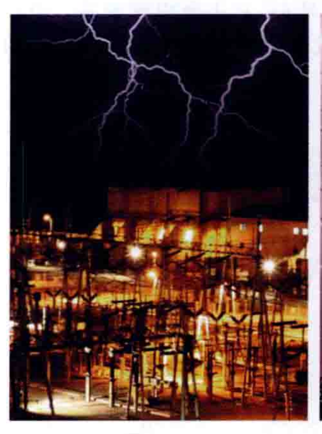


图1 自然界中的雷电对屋外电力设备会造成过电压的危害



图2 雷电对架空输电线路会引起过电压危害

雷电直击过电压 雷直击于输电线路的导线时（如图3中A点），近似等效沿主放电通道袭来一个$i/2$的电流波，由于雷击输电线路后，电流波将向线路的两侧流动，导线被击点A点的过电压$u_A \approx \frac{iZ}{4}$，式中Z为导线的波阻抗。如果取Z为400Ω，则当$i=30$kA时，过电压可高达$u_A=3000$kV。

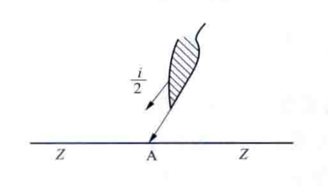


图3 雷直击于输电线路的导线

雷直击于另一端接地的有限长导体（例如雷击于避雷针的顶部）时，被击点A点的过电压为

$$u_A = L_0 h \mathrm{d}i/\mathrm{d}t + ir + iR \tag{1}$$

式中L_0为被击导体每米长的电感，一般可取$L_0=1.67\mu$H/m；h为被击点高度，m；r为被击导体每米长的电阻，Ω；R为接地体的冲击接地电阻，Ω。当被击避雷针的高度h为20m，针的截面为50mm²，材料为钢，则$r=3.4\times10^{-3}$Ω。取接地电阻$R=10$Ω，$i=100$kA，则避雷针顶端的雷电直击过电压可达2282kV。

雷直击于电气设备时，如果电气设备无避雷器保护，则会出现极高的过电压，使电气设备绝缘损坏。因此电气设备必须并联避雷器以限制雷电直击过电压。装有避雷器保护的电气设备所受雷电直击过电压主要由避雷器保护特性来决定。

雷电感应过电压 以下主要介绍形成过程和计算公式。

形成过程 在雷云放电的先导阶段，雷云与先导通道中充满了电荷，如图4（a）所示。这些电荷对导线产生静电感应，以负极性雷为例，在负先导附近的导线上积累了异号的正束缚电荷，而导线上的负电荷则处于导线的远端。因为先导发展的速度很慢，所以在上述过程中导线的电流不大，可以忽略，而导线将保持其初始电位。当先导到达地面附近时，主放电开始，先导通道中的电荷被中和，与之相应的导线上的异号束缚电荷被释放，以波的形式向导线两侧流动，如图4（b）所示。电荷流动形成的电流 i 乘以导线的波阻抗 Z 即为向两侧流动的静电感应过电压 $u=iZ$。此外，先导通道电荷被中和时还会产生时变磁场，使架空导线产生电磁感应过电压波。由于主放电通道是和架空导线互相垂直的，互感不大，所以电磁感应分量要比静电感应分量小得多，约为静电分量的1/5。又由于两种分量出现最大值的时刻不同，所以总的雷电感应过电压幅值的构成是以静电分量为主。

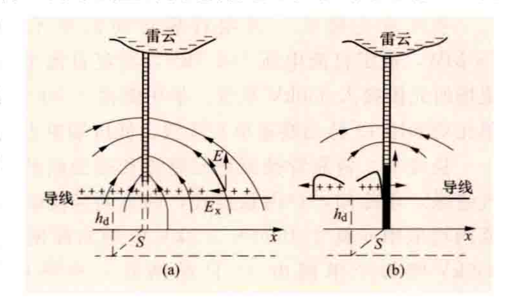


图4 雷电感应过电压的形成

（a）先导阶段；（b）主放电阶段

计算公式 无避雷线的架空线路导线上的雷电感应过电压，可按式（2）估算

$$U_g = 25\frac{Ih_d}{S} \tag{2}$$

式中 U_g 为雷电感应过电压，kV；I 为雷电流幅值，kA；h_d 为导线高度，m；S 为落雷处距导线的垂直距离，m。

有避雷线的架空线路导线上的雷电感应过电压值，可按式（3）估算

$$U_g = 25\frac{Ih_d}{S}(1-k) \tag{3}$$

式中 k 为导线与避雷线之间的耦合系数。

以上公式只有在 $S>65$m 时才适用于工程计算。近年来，大量数值计算方法被应用到更为准确的雷电感应过电压值的计算，以获得更为精确的结果。

lengsuo dianlan zhongduan

冷缩电缆终端

（power cable cold shrinkable terminal，PST） 用乙丙橡胶、硅橡胶或三元乙丙橡胶加工成管材，经扩张后，内壁用螺旋形尼龙条支撑的一种电缆终端。冷缩电缆终端在安装时只需将管子套上电缆绝缘线芯，拉去支撑尼龙条，管子靠橡胶的收缩特性，紧缩在电缆芯上。一般用作35kV及以下挤包绝缘电缆线路的终端，特别适用于严禁明火的场所，如矿井、化工区及炼油厂等。20世纪70年代，美国在发展热缩电缆终端的基础上，同时发展了冷缩电缆终端，以适应不能用明火安装电缆终端的场合，得到普遍推广。但由于紧缩界面间的气隙未能全部排除，冷缩电缆终端只用在35kV及以下电压等级的电缆线路中。

冷缩电缆终端的弹性记忆机理与热缩电缆终端的不同，它是依靠橡胶的物理性能，保持扩张后的机械内应力，直轴移去螺旋形支撑条，靠橡胶内应力的平衡紧贴在电缆芯上，因此需要紧缩的部件可能用多根支撑条，如三叉手套共需大小四根螺旋形支撑条。

冷缩电缆终端一般也做成多种零部件，在现场组装而成，它不用传统电缆终端的瓷套管、电缆胶、底盘、外壳等笨重部件。因此，冷缩终端非常紧凑轻巧，工艺简单省时，避免加热用的明火。它的主要部件有应力控制带、绝缘套管、三叉手套等。

应力控制带 用非线性电阻率的高分子材料制成带子，绕包在电缆绝缘层表面，代替传统电缆终端中的电缆应力锥，也不需像热缩电缆终端的应力管那样要用明火加热收缩。它不但简化了现场安装工艺，并且缩小了电缆终端的外形尺寸，便于安装在紧凑的电气设备中。

绝缘套管 用橡胶聚合物压制成如瓷套管的模铸件，但内孔直径略小于需要套入电缆线芯绝缘的外径。制造厂将其内径扩张后放进尼龙支撑条，也可在现场安装就地进行内径扩张，套上电缆芯。室内用的绝缘套管，一般不带伞裙，以便安装在紧凑的电气设备中。

三叉手套 见热缩电缆终端。

lianjie bianyaqi

联接变压器

（VSC-HVDC interface transformer）

连接于换流器与交流系统之间，实现能量及电压交换的设备。联接变压器的其他功能有：①为电压源型直流输电换流器提供换流电抗；②阻止零序电流在交流系统和换流器之间流动；③减少输出电压和电流的谐波；④连接不同电压等级的换流器。

技术特点与要求 与普通电力变压器基本相同，仅在直流偏磁和试验等方面有不同的技术要求。

直流偏磁 系统在正常双极工作时的直流偏磁电流相对较小，一般不会对联接变压器的安全运行产生显著影响，但在故障情况下或者单极运行时，会产生较大的直流偏磁。

试验 除要进行与普通电力变压器相同的例行试验、型式试验之外，还需进行直流电压试验、直流电压局部放电试验、直流电压极性反转试验等。（见联接变压器试验）

参数设计原则 主要包括额定容量、额定电压和漏抗。①额定容量按换流器容量选择，一般在满足有功传输的要求下，同时能提供50%的无功支持；②联接变压器阀侧电压与换流器出口电压匹配，为直流系统额定运行电压；③联接变压器漏抗与相电抗器电抗的总和为换流电抗，在工程上一般取其标幺值为0.15～0.2。

lianluo bianyaqi

联络变压器

（interconnecting transformer） 连接不同电压等级电力系统的电力变压器。在发电厂升压站或变电站中有两种电压等级的母线，并在两不同电压系统间有功率交换时，需增设连接两种电压等级母线的联络变压器。

联络变压器多采用三绕组变压器，其第三绕组可作为平衡绕组消除三次谐波，在发电厂又可作为厂用电备用电源，或连接限制内部过电压用的并联电抗器等。

高、中压侧的电网为中性点直接（或有效）接地系统

时，联络变压器可采用自耦变压器。

交换功率变化频繁而幅度大时，联络变压器的压降变化也大，联络变压器需配备有载调压装置，以保证两级母线的电压水平。

Lingbao beikaobei zhiliu lianwang gongcheng

灵宝背靠背直流联网工程 (Lingbao back to back HVDC project) 中国第一个实现西北—华中大区联网，第一个自主设计、自主建设的背靠背直流工程。工程位于河南省三门峡市西南的灵宝市，分两期建设：Ⅰ期工程灵宝背靠背换流单元Ⅰ于2001年立项，2005年正式投入运行；Ⅱ期工程灵宝背靠背换流单元Ⅱ于2008年3月26日开工，2009年12月21日建成投运。灵宝换流站鸟瞰图如图所示。



灵宝换流站鸟瞰图

灵宝背靠背换流单元Ⅰ 灵宝背靠背换流单元Ⅰ从工程建设管理、系统研究、成套设计、工程设计、设备制造采购、工程施工和调试，全面自主完成。

换流站主接线 灵宝背靠背换流单元Ⅰ额定容量为360MW，额定直流电压120kV，额定直流电流3000A，交流场西北侧接入330kV系统、华中侧接入220kV系统。换流单元均采用12脉动换流单元接线、低压端单点接地方式。

换流阀 背靠背换流单元整流和逆变侧的换流阀采用空气绝缘，水冷却，户内悬挂式，四重阀换流阀结构。西北330kV侧采用5英寸3000A/7.2kV光触发晶闸管元件，每个单阀由22只晶闸管元件组成；华中220kV侧采用5英寸3000A/7.2kV电触发晶闸管元件，每个单阀由24只晶闸管元件组成。

换流变压器 背靠背换流单元整流和逆变侧的换流变压器均采用单相三绕组型式，西北侧换流变压器的电压变比为$(363/\sqrt{3})/55.5/(55.5/\sqrt{3})$kV，单台容量143.6MV·A，共有4台（含1台备用）。华中侧换流变压器的电压变比为$(252/\sqrt{3})/55.5/(55.5/\sqrt{3})$kV，单台容量143.6MV·A，共有4台（含1台备用）。

平波电抗器 油浸式，120mH，额定直流电流3000A，共2台，其中1台备用。

交流滤波器和无功补偿设备 西北侧配置：交流滤波器和并联电容器组3×HP12/24＋1×HP3＋3×SC，共7×36Mvar，并联电抗器1组3×10Mvar。华中侧配置：交流滤波器和并联电容器组3×HP12/24＋1×HP3＋3×SC，共7×36Mvar，并联电抗器1组3×15Mvar。

直流控制保护系统 采用两套基于不同技术的直流控制保护系统，按照分时切换方式运行分别投入运行。

灵宝背靠背换流单元Ⅱ 在世界上首次采用基于6英寸晶闸管元件的换流阀，额定直流4500A，耐受短路电流能力高达50kA，是当时通流能力最大的换流阀。

换流站主接线 灵宝背靠背换流单元Ⅱ额定容量为750MW，额定直流电压166.7kV，额定直流电流4500A，交流场西北侧接入330kV系统、华中侧接入500kV系统。换流单元均采用12脉动换流单元接线、低压端单点接地方式。

换流阀 背靠背换流单元整流和逆变侧的换流阀采用空气绝缘，水冷却，户内悬挂式，四重阀换流阀结构。两侧换流阀均采用6英寸4500A/7.2kV电触发晶闸管元件，西北330kV侧每个单阀由32只晶闸管元件串联组成，华中500kV侧换流阀每个单阀由33只晶闸管元件串联组成。

换流变压器 背靠背换流单元整流和逆变侧的换流变压器均采用单相三绕组型式，西北侧换流变压器的电压变比为$(363/\sqrt{3})/77.01/(77.01/\sqrt{3})$，单台容量299.5MV·A，共有4台（含1台备用）。华中侧换流变压器的电压变比为$(550/\sqrt{3})/77.75/(77.75/\sqrt{3})$，单台容量299.5MV·A，共有4台（含1台备用）。

平波电抗器 油浸式，90mH，额定直流电流3000A，共2台，其中1台备用。

交流滤波器和无功补偿设备 西北侧配置：交流滤波器和并联电容器组3×HP12/24＋2×HP3＋3×SC，共8×60Mvar。华中侧配置：交流滤波器和并联电容器组3×HP12/24＋2×SC，共5×90Mvar。

直流控制保护系统 首次采用了DCC-800系列相关的直流控制保护技术。

linghuo jiaoliu shudian

灵活交流输电 (flexible AC transmission system, FACTS) 基于电力电子技术和控制技术对交流输电系统的阻抗、电压、相位、功率等实施灵活快速调节的一种交流输电技术。它可以用来对系统的有功和无功潮流进行灵活控制，以达到提高线路输送能力、阻尼系统振荡、提高系统稳定水平、改善电能质量、提高系统可靠性等目的。FACTS技术改变了传统交流输电的概念，随着电力电子器件的发展会得到更广泛的应用。

背景 “灵活交流输电系统”的概念是在20世纪80年代末期由美国电力科学研究院（EPRI）提出。FACTS技术的出现和应用的背景：①电网发展的需要。在一些国家已形成了紧密相连、多电压等级的复杂互联电网。由于电路定则决定，电网内部线路及联络线在运行中实际的潮流分布与这些线路的设计期望输送能力相差甚远；一部分线路已过载或接近稳定极限，而另一部分线路却被迫在远低于线路额定输送容量下运行。这就提出了灵活调节线路潮流、突破瓶颈限制、增加线路输送能力，以充分利用现有电网资源、提高电网使用效率的要求。许多国家由于环保的严格限制，新建输电线路十分困难，使这一要求更为迫切。②发展电力市场的需要。原作为公用事业之一的电力行业面临着改革。一些国家颁布的政策允许实行趸售转送（wholesale wheeling），发电厂和电力用户可以根据协议通过电网售受

电力，电网作为发电厂和电力用户间电力交易的渠道，需要满足对电力潮流灵活调节控制的要求。由于大范围的电力交易，使线路的负载普遍增加，波动也较大。在美国，电网在实行电力转送以后，输电线路的负载平均增加了20%左右，有的线路负载已接近稳定极限，需要发展强化电网的新技术。传统的调节电力潮流的措施，如机械控制的移相器、带负荷调变压器抽头、开关投切电容和电感、固定串联电容补偿装置等只能实现部分稳态潮流的调节功能，而且，由于机械开关动作时间长、响应慢、不能频繁动作，无法适应在暂态过程中快速灵活地连续调节电力潮流、阻尼系统振荡的要求。因此，电网发展的需求促进了灵活交流输电这项新技术的发展和应用。③电力电子器件的快速发展使灵活交流输电的设想成为现实，大功率电力电子器件用于高压输电系统被称为继微电子技术之后“硅片引起的第二次革命”。近十年来，晶闸管器、门极可关断晶闸管（GTO）、绝缘栅双极型晶体管（IGBT）等大功率高压开关器件开断能力不断提高。到2011年，中国制造的6英寸晶闸管的通态电流已达到5000A、阻断电压达到8500V，并已在工程中得到了应用，GTO的开断能力也已达到6.5kV、6kA，使电子开关用于输配电一次系统成为可能。另外，信息处理技术与控制理论的进步也为灵活交流输电技术持续迅速发展创造了条件。

主要功能 由电力电子器件及其控制器与电容电感无源元件组成的灵活交流输电设备具有的功能：①实现对电力潮流的大幅度灵活控制，提高现有输电线路的输送容量；②提高系统稳定水平，可以突破线路原有的稳定极限，使输电线路负荷接近线路的热极限；③可实现系统有功与无功功率的快速调节及潮流的合理分布，减小系统损耗，是节能的手段；④减轻系统事故的影响，防止发生连锁反应，提高可靠性；⑤阻尼系统振荡；⑥提高电能质量等。

工作原理 交流输电线路输送的功率由线路两端的电压幅值、电压相位和线路阻抗决定。要实现功率潮流的连续快速调节，就需要有连续快速调节电压、阻抗、相角这三个参数中一个以上参数的技术。灵活交流输电技术的核心就是利用电力电子器件可以根据控制的要求，在指定的相位开通（或断开）的特性，应用现代换流技术和控制技术，实现电压、阻抗或相位大幅度灵活控制。

电压的连续调节 应用现代换流技术，可以通过控制可关断的电力电子器件（如GTO、IGBT等）关断或导通的时刻，把直流电压变换为输出电压的幅值和相位可以大幅度调节的交流电压。这种可控的电源如果连接在系统母线上，则成为调节控制系统无功的大小和方向的一种新的静止无功补偿装置。这种可控的电源如果与响应速度快的储能部件（如超导储能装置）结合，可以实现系统有功功率的快速调节。它与一般晶闸管投切电容器和晶闸管控制电抗器的静止无功补偿装置（SVC）的主要差别是：它不需要配备大容量的电容器或电抗器，只需要小容量的电容器和可关断的电力电子器件即可完成无功的双向调节功能，减小了输出电流与系统电压的关联。所需的直流电源可由交流/直流转换环节提供。（见静止同步补偿装置）

线路阻抗的连续快速调节 一个电容器组如果与通过电力电子开关接入的小电抗并联，则形成了一个视在阻抗可以连续调节的组件。根据电子开关导通角的大小，这个组件可以呈容性或感性，并可以在较大范围内连续平滑调节。这就是FACTS设备中的可控串联补偿装置（晶闸管控制的串联电容器）的主要工作原理。当这个晶闸管控制的串联电容器串联在线路上时，通过晶闸管导通角的控制可以达到平滑调节串联补偿度的目的。也可以改变导通角的大小让其工作在电感性的范围，达到限制短路电流的目的。此外，采用适当的控制策略，可以防止当串补度过大时可能发生的次同步谐振。

相位的连续快速调节 如果在输电线路上串联一个相位可调节的电动势，则可实现线路两端电压相位的调节。常规的移相器就是通过变压器在线路上串联接入一个机械控制的移相器，它可以调节稳态的潮流。如果将上述的可控交流电压源串联在线路上，在线路中叠加一个相位可以在一定角度范围内变化的电动势，就可以实现电压、功率潮流的控制。统一潮流控制器中的串联部分，实际上就是这种能提供360°范围内变化的可控串联电动势。

主要设备 灵活交流输电装置可分为：①串联型灵活交流输电装置，例如，可控串联补偿装置（TCSC），即晶闸管控制的串联电容补偿装置，静止同步串联补偿装置（SSSC），即可关断电力电子器件控制的串联型同步电压源，还有用于有功功率调节的相间功率控制器（IPC）等；②并联型的灵活交流输电装置，例如，静止无功补偿装置（SVC），静止同步补偿装置（STATCOM），即可关断电力电子器件控制的并联同步电压源等；③串并联型灵活交流输电装置，例如，统一潮流控制器（UPFC）（即STATCOM和SSSC的组合），可转换静止补偿器（CSC）等。

工程应用 近年来，灵活交流输电技术已经在中国、美国、日本、瑞典、巴西等国的重要的超高压输电工程中得到应用。国际代表性的工程有：美国卡因塔（Kayenta）230kV可控串联补偿装置工程；美国斯拉脱（Slatt）500kV可控串联补偿装置工程；瑞典斯多德（Stode）可控串联补偿装置工程；美国沙利文（Sullivan）静止同步补偿装置工程；美国依乃兹（Inez）统一潮流控制器工程等。中国代表性的工程有：平果500kV可控串联补偿装置工程，甘肃成碧220kV可控串联补偿装置工程，冯屯500kV变电站可控串联补偿装置工程，西郊220kV变电站静止同步补偿装置工程，瓶窑500kV变电站故障电流限制器装置工程，龙泉驿500kV变电站静止无功补偿装置工程，敦煌750kV变电站可控并联电抗器装置工程等。

应用前景 灵活交流输电技术已在多个输电工程中得到应用，但其推广应用的步伐比预期的要慢。主要原因有：工程造价比常规的解决方案高，因此只有在常规的技术无法解决的情况下，才会求助于FACTS技术；在电能质量要求高，供电可靠性要求严格，而常规方法（例如新建线路）受到限制等情况，应该考虑FACTS技术，而且FACTS技术还需要进一步完善。FACTS技术的应用还局限于个别工程，如果大规模应用FACTS装置，还要解决一些全局性的技术问题，例如：多个FACTS装置控制系统的协调配合问题，FACTS装置与已有的常规控制、继电保护的衔接问题，FACTS控制纳入现有的电网调度控制系统问题等。一般只有相当成熟的技术才会大范围应用。

随着FACTS技术的不断改进，一些新的FACTS装置被开发出来，例如可转换静止补偿器（convertible static

compensator，CSC），它由多个同步电压源逆变器构成，可以同时控制两条以上线路潮流（有功、无功）、电压（幅值及相角）、阻抗，并能实现线路之间功率转换。由于 CSC 具有很好的灵活性、模块化、可扩展性以及相互转化能力，因此被认为是第三代灵活交流输电装置。

灵活交流输电技术的广泛应用取决于电力电子技术的发展。随着电力电子器件的性能提高和造价降低，以电力电子器件为核心部件的 FACTS 装置的造价会降低，可能会在不远的将来比常规的输配电方案更具竞争力。世界各国一方面研制经济性能好的器件，以便降低设备造价，另一方面研制功率更大的高性能器件。以碳化硅（SiC）为基片的电力电子器件已研制成功。这种基片的耐压和热容量可大幅度提高，而元件的损耗却大大降低，从而使元件的开断能力可望有数量级的飞跃。（见大功率电力电子器件）

Liujiaxia-Guanzhong 330kV jiaoliu shudian xianlu

刘家峡—关中 330kV 交流输电线路 （Liujiaxia to Guanzhong 330kV AC transmission line） 中国自行设计、制造、施工的第一条超高压输电线路。工程于 1972 年 6 月正式投入运行，实现了把刘家峡水电的富裕电量送到负荷集中的陕西省关中地区，为中国的超高压输电线路的建设提供了成功经验。

线路设计输送容量为 420MW，起自甘肃省刘家峡水电站，经天水市秦安变电站，至陕西省关中地区汤峪变电站，全长 534km，单回路。其中，刘天段（刘家峡水电站至秦安变电站）275.5km，海拔 1500～2500m，天关段（秦安变电站至汤峪变电站）258.5km，海拔 600～2300m。全线交叉跨越重要通信线 13 处，35～110kV 电力线路 7 处，铁路 2 处，河流 6 处。

全线共有杆塔 1219 基，其中钢筋混凝土杆 358 基，铁塔 861 基。钢筋混凝土杆为预应力拔梢门型杆，杆径为 ϕ230/590mm，杆高 27m，由三段焊接组成，两杆柱间有叉梁。这种预应力拔梢门型杆用于平地和台地，不打拉线，可少占农田，与铁塔相比节约钢材 55%。全线共节约钢材约 1110t。山地采用 67-1 猫头型直线塔、干字型耐张转角塔。重冰区采用门型铁塔，杆塔普遍采用钢筋混凝土预制基础，大转角和跨越杆塔采用现浇基础（见杆塔基础）。

海拔 2000m 以下线路导线采用二分裂 LGJ-300 钢芯铝绞线，分裂间距为 400mm；2000m 以上高海拔地区采用二分裂 K-272-Ⅱ 型扩径导线以降低电晕损耗，导线截面为 300mm^2，重冰区采用二分裂 LHGJJ-300 加强型钢芯铝合金绞线。刘天段架空地线为满足载波通信需要，采用 GHJ-70 钢铝混合绞线和铝包钢线。天关段架空地线为 GJ-70 镀锌钢绞线，关山冰区架空地线采用 GJ-100 钢绞线。直线杆塔采用 XP-10 型瓷绝缘子，一般每串 20 片。耐张杆塔采用双串 XP-16 型高强度瓷绝缘子，一般每串 21 片。

施工中推广使用了双轮双吊内拉线抱杆组塔法（见杆塔组立），试验了张力放线和分裂导线调整弧垂等技术（见架线施工），并研制了一批新的施工机具和飞车等。

线路造价 9.15 万元/km；材料用量导线 8.1t/km，架空地线 1.1t/km，水泥 6.32t/km，钢材 18.4t/km；每公里施工用工量为 2828 工·日。

liufuhualiu duanluqi

六氟化硫断路器 （SF_6 circuit breaker） 以 SF_6 气体为灭弧介质或同时兼作绝缘介质的断路器。其单断口电压高于其他类型的断路器。在超高压断路器中，SF_6 断路器的元件数最少，可靠性高，开断能力强，检修周期长，无火灾危险，因而很受欢迎，发展迅速。

六氟化硫气体 近代较理想的灭弧和绝缘介质，由法国人穆瓦桑（Moissan）和勒博（Lebeau）于 1900 年合成，1904 年开始被用作灭弧介质。它的优良特性是由于其具有“负电性”，即在放电过程中负电子与离子结合形成许多负电性离子，另有一部分 SF_6 分子也吸收自由电子形成负电性离子，使电弧电导迅速下降从而灭弧。SF_6 气体也被称为负电性气体，其绝缘能力与变压器油相当，而灭弧能力约为相同压力空气的 100 倍。但在低温环境下 SF_6 气体可能液化而影响断路器的开断和绝缘特性，限制了它在低温地区（如俄罗斯、加拿大）的使用。正在研究 SF_6 气体中加入一定比例的 N_2、CO_2、He、CO、C-C_4F_8 或氟气，以提高其低温特性，并已取得了一定的进展。

SF_6 气体是一种无毒无味、化学性质稳定的气体，但与水分和其他杂质成分混合后，在电弧高温作用下，将会分解并形成低氟和金属氟化物，其中的某些成分含有剧毒和强烈的腐蚀性。

SF_6 断路器的密封性至关重要，通常规定年泄漏量不超过 1%。这一数值既能保证不频繁的补气，又能保证在使用 15～20 年内，在指定的日温差变化环境中，由大气进入设备内的水气含量的凝露点不高于摄氏零度，亦即在出现饱和时，凝露将以结冰的方式出现，以免降低断路器内部的绝缘水平。

灭弧室结构 最初的 SF_6 断路器是将触头置于充满 SF_6 气体的箱壳中，其开断能力为 2kV，200A。之后，将箱壳中的开断电弧分为两段，一段电弧激发气压，驱使气流冲向另一段电弧，这样可使开断能力增大。后来又进一步发展为双压式 SF_6 断路器，将灭弧室内腔分为高气压和低气压两个部分，在开断时，起动阀门使 SF_6 气体由高压区流向低压区以熄灭电弧。它还可按气吹方式的不同分为上游气吹和下游气吹两类。但是，双压式结构复杂，有一部分 SF_6 气体要求加压，如果加压气路的绝缘破坏，将导致高压接地，引起严重事故。在六氟化硫断路器的发展过程中，还采用了活塞和气缸体系，如图 1 所示为单压式（压气式）灭弧室结构原理图，在开断过程中，由操动机构操作活塞，

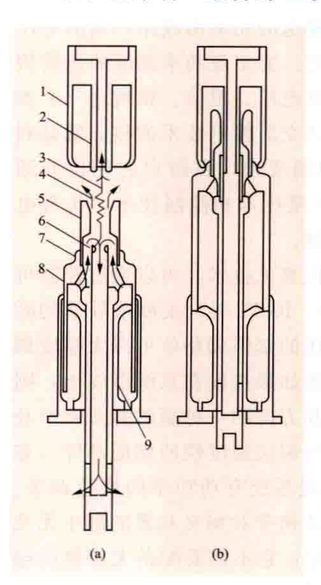


图 1 单压式（压气式）灭弧室结构原理图

（a）分闸位置；（b）合闸位置
1—主定触头；2—弧触头；3—电弧；4—SF_6 气流；5—喷嘴；6—动弧触头；7—主动触头；8—喷嘴筒；9—活塞

将压气室中的SF_6气体加压至所要求的压力，然后按预定的通道（喷嘴）吹向电弧，一般均使用纵吹方式。单压式结构简单，发展迅速，不过它需要强大的操作功，采用气动和液压操动机构可满足这一要求。单压式的断口结构又分为变开距和定开距两类。变开距结构又称外喷射式，如将动触杆做成空心的喷口，即双向吹弧方式。定开距灭弧方式为两个喷嘴距离固定不变，动触头与压气缸一起运动。按照积木式结构，单压式可形成整个超高压断路器系列。现在已能制造出电压等级达800kV和1100kV的SF_6断路器。新开发双室自能式SF_6断路器、混合气体的断路器等，单断口断路器达到550kV、5000A、63kA。

新一代SF_6灭弧室结构采用自能灭弧原理，在大电流开断时，电弧将喷口堵塞，使SF_6气体膨胀产生很高的压力熄灭电弧。而小电流时，辅以小的压气罩熄灭电弧，大大降低了操动机构的操作功，因此可以使用弹簧机构，同时简化灭弧室结构、缩小了尺寸。

产品型式　可分为敞开式和气体绝缘金属封闭开关设备等不同型式。敞开式SF_6断路器按其结构型式的不同，又可分为瓷柱式和罐式两种。①瓷柱式SF_6断路器也称支柱瓷瓶式，是以SF_6气体作绝缘介质，采用类似少油断路器的结构方式形成的。这种型式结构简单，较为经济，应用很广，但它没有附加电流互感器。②罐式SF_6断路器（见图2）也称接地箱壳式，是把断路器装在接地的金属外壳中，进出高压回路通过高压套管来实现，其价格较高，但它能附加电流互感器，耐受地震的能力也优于瓷柱式。



图2　550kV罐式SF_6断路器（杨红亚　摄）

Longquanyi 500kV biandianzhan jingzhi wugong buchang zhuangzhi gongcheng

龙泉驿500kV变电站静止无功补偿装置工程

(static var compensator project at Longquanyi 500kV substation)　安装于中国成都市桃乡龙泉驿500kV变电站，是四川电网—重庆电网—华中电网输电系统中6套动态无功补偿设备的一部分。龙泉驿500kV变电站是四川电网的枢纽变电站，处于成都地区负荷中心，分别安装有2台容量均为1000MV·A的500/220/66kV主变压器。龙泉驿500kV变电站静止无功补偿设备包括2套66kV/180Mvar的静止无功补偿装置（SVC），分别安装于两台主变压器的66kV侧母线上，每套SVC由180Mvar的晶闸管控制电抗器（TCR）和60Mvar的5次单调谐滤波器（FC）组成。工程主接线图见图1，工程外景见图2。工程占地约3000m²，于2010年1月开始安装调试，2010年9月竣工，设备投运后对增强四川500kV输电网的稳定性起到了重要作用。

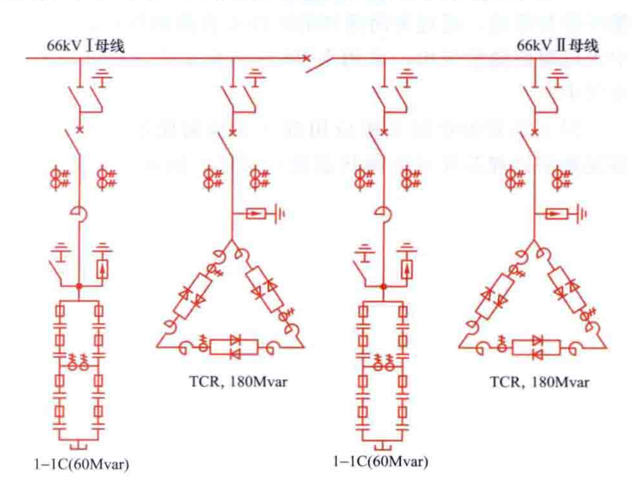


图1　龙泉驿500kV变电站静止无功补偿装置工程主接线图



图2　龙泉驿500kV变电站静止无功补偿装置工程

主要技术参数　龙泉驿静止无功补偿装置除了控制180Mvar的晶闸管控制电抗器（TCR）和60Mvar的5次单调谐滤波器外，同时还可通过断路器控制投切位于同一66kV母线上的原有5组60Mvar并联电容器组和2组60Mvar并联电抗器组，TCR和5次单调谐滤波器同时运行以滤除TCR本身发出的谐波。因此，每套SVC装置实际可控的无功补偿容量达到容性360Mvar至感性240Mvar，其中快速连续调节的动态无功补偿容量达到180Mvar。主要技术参数见表。

主要技术参数表

参数名称	数值
SVC装置数	2
SVC接线形式	TCR+FC
TCR支路容量(Mvar)	180
TCR阀组额定电压(kV，rms)	66
TCR阀组额定电流(A，rms)	909
TCR阀组冷却方式	纯水冷却
SVC系统动态响应时间(ms)	15
SVC损耗率(%)	0.5

工程特点　SVC装置接于66kV母线上，晶闸管阀组由39对反并联晶闸管对串联组成，采用三层卧式结构。为防止暂态过电压对晶闸管

阀组的损害，每个晶闸管层都采取了阻尼均压回路和击穿二极管（break over diode，BOD）过电压保护手段。晶闸管阀组与控制系统完全通过光纤连接，实现了晶闸管光电触发和状态监测的工作方式。晶闸管阀组的冷却采用了密闭型纯水循环冷却系统，通过密闭循环的纯净水将晶闸管和阻尼回路中水电阻的热量带出，采用水-风热交换方式将热量散发到空气中。

SVC 装置的控制系统应用双冗余控制保护技术，通过高速数字处理芯片对电网状态进行采样、快速计算、分析，实现对成都负荷中心 500kV 电网的稳态和暂态控制。

SVC 装置可以根据运行调度人员的指令，将龙泉驿变电站 500kV 母线稳态工作电压控制在 515～535kV 之间的任一电压值上。在 500kV 输电网发生对地或相间短路故障时，SVC 装置在 40ms 内最大可发出 144Mvar 的容性动态无功储备，快速支撑系统电压。在 500kV 电网出现低频振荡时，对其进行抑制，保证系统电压和线路潮流快速恢复稳定，阻尼系统振荡，大大提高了 500kV 四川电网系统的暂态稳定性。



maichong cichang kangraodu shiyan

脉冲磁场抗扰度试验 (impulse magnetic field immunity test) 为确定电气、电子设备受到脉冲磁场骚扰时的性能而设立的试验。脉冲磁场是由雷击建筑物或其他金属构架（包括天线杆、接地线和接地网等）的雷击电流、电力系统的故障起始暂态电流以及高压变电站断路器切合母线和线路的电流产生的。试验中不考虑在电缆中或现场设施的其他部件中的容性耦合和感性耦合而引起的磁场骚扰。

试验波形与等级 国际电工委员会（IEC）有关标准中规定，脉冲磁场的试验波形如图1所示。表中给出了脉冲磁场试验等级的优先选择范围。第1级适用于有电子束的敏感装置使用的环境；第2级适用于不会受到雷电和故障起始暂态电流影响的区域；第3级适用于与雷电保护系统基地装置和金属架构的较远区域；第4级适用于与雷电保护系统的接地体和金属架构有一定距离的区域；第5级适用于载流量为数十千安的导体、母线或中压和高压线路、雷电保护系统的接地体和金属架构；第×级为开放等级，可由有关方面另定。在防雷接地导体和传导暂态电流的金属构架附近，脉冲磁场强度范围从几十千安/米（峰值）到几百千安/米（峰值），建筑物内的脉冲磁场强度较低。

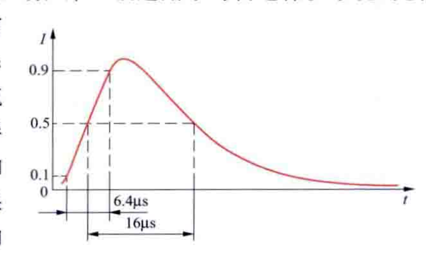


图1 脉冲磁场的试验波形

试验设备 由试验发生器和感应线圈构成。

试验发生器 应满足的要求有：①输出波形与图1波形一致，并能为感应线圈提供所需电流；②在短路情况下可操作；③试验发生器接地端与实验室的安全地相连；④采取预防措施，防止可能注入供电网络或影响试验结果的磁场骚扰。试验发生器原理图如图2所示，由高压电源、上升时间整形电阻、充电电阻、阻抗匹配电阻、储能电容、脉冲宽度整形电阻组成。试验发生器应能产生不重复（单次）脉冲电流，具体的技术参数为：上升时间 6.4μs±30%；持续时间 16μs±30%；输出电流范围 100～1000A；极性为正、负极性。

脉冲磁场试验等级

等级	磁场强度 (A/m，峰值)
1	
2	
3	100
4	300
5	1000
×*	特定

* ×是开放等级，可在产品规范中给出。

感应线圈 见工频磁场抗扰度试验。

试验程序 试验应根据受试设备技术规范中所规定的试验方案进行，电源、信号和其他功能应在其额定的范围内使用。试验等级不应超过产品的技术规范。如果不能得到实际的操作信号，则可采用模拟信号。同时应在施加脉冲磁场之前进行设备性能的预校验。应采用浸入法对受试设备施加脉冲磁场，至少进行5次正极性脉冲和5次负极性脉冲，脉冲之间的时间间隔应不小于10s。

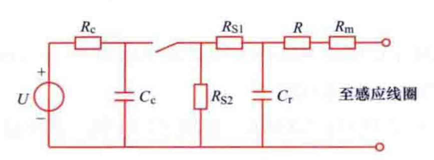


图2 试验发生器原理图

U—高压电源；R—上升时间整形电阻；R_c—充电电阻；R_m—阻抗匹配电阻；C_c—储能电容；R_{S1}、R_{S2}—脉冲宽度整形电阻

试验结果的评价 见电磁抗扰度试验。

试验报告 见电磁抗扰度试验。

Meiguo Jiujinshan kuahaiwan dianyayuanxing zhiliu shudian gongcheng

美国旧金山跨海湾电压源型直流输电工程 (San Francisco cross sea VSC-HVDC transmission project in America) 世界上第一个模块化多电平电压源型直流输电工程，也是当前世界上已投运电压源型直流输电工程中直流电压等级最高的。工程的起点是位于湾区东侧匹兹堡（Pittsburg）的匹兹堡换流站，经过一条88km的高压直流电缆，把电能传送到位于旧金山的波特雷罗山（Potrero Hill）换流站，为东湾和旧金山之间提供了一个电力传输和分配的方法，以满足旧金山的城市用电需求。工程投运后，加州能源局关闭了污染较为严重的波特雷罗（Potrero）发电厂。工程换流阀额定容量400MW，直流侧电压±200kV，交流电压等级230kV，是西门子承担的第一个电压源型直流输电工程。匹兹堡换流站于2007年11月开始建设，2009年10月开始调试；而对侧旧金山换流站则于2009年11月开始调试，历时4个月，旧金山跨海湾轻型直流输电工程于2010年11月投入商业试运营。工程输送的电能占整个旧金山电力供应的40%。

换流站主接线 旧金山跨海湾电压源型直流输电工程主接线采用单极对称、直流侧中性点接地方式。换流站交流侧连接于230kV交流母线，直流侧经过平波电抗器连接于200kV直流电缆。由于换流器能够独立产生无功且谐波分量小，换流站无无功补偿装置和交流滤波装置。

换流站主要设备 包括换流阀及其相关设备、联接变压器、阀电抗器、平波电抗器、起动电阻、交流接地装置、交/直流各种开关设备、交/直流各种测量装置以及交/直流各种避雷器等。

换流阀为三层塔式结构，联接变压器配置为三个单绕组变压器，冷却系统采用水-风冷却，阀电抗器为干式空心电抗器。

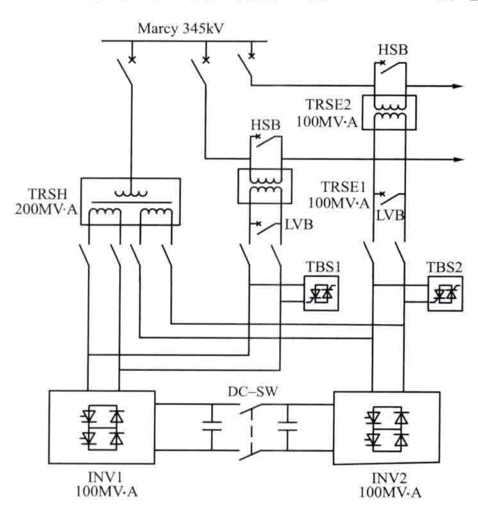
换流站主要设置交流设备区、换流器阀厅、继电保护

室、冷却系统和直流设备区等几个区域。换流器阀厅位于整个建筑的中央，与阀电抗器通过穿墙套管直接相连；冷却系统室和继电保护室分别位于阀厅的两侧；直流场位于换流站直流电缆进线侧。

Meiguo Maxi 345kV biandianzhan kezhuanhuan jingzhi buchangqi zhuangzhi gongcheng

美国马西345kV变电站可转换静止补偿器装置工程 （convertible static compensator project at USA Marcy 345kV substation） 安装于美国纽约州的马西（Marcy）345kV变电站，是世界上第一台工业用可转换静止补偿器（CSC），于2003年10月全部投运。该工程是美国纽约电力局（NYPA）、美国电力研究协会（EPRI）、西门子公司和多家电气公司合作开发的，目的是为了解决纽约州联络线的功率传输瓶颈问题。

工程组成　该工程由2台100MVA的电压源换流器、1台与输电线并联的200MW变压器和2台串联的100MW变压器组成。如图所示，CSC的2个电压源换流器（INV1、INV2）通过2个串联耦合变压器（TRSE1、TRSE2）和1个并联耦合变压器（TRSH）与Marcy变电站的345kV母线连接。电压源换流器采用额定电压4.5kV、关断电流4kA的门极可关断晶闸管（GTO），四重化的三相三电平换流器结构，有效消除了输出电压中的低次谐波分量，因此未附加安装任何滤波装置。



马西变电站CSC装置简图

TRSE—串联耦合变压器；INV—电压源换流器；TRSH—并联耦合变压器；HSB—高压侧旁路开关；LVB—低压旁路开关；TBS—晶闸管阀旁路开关；DC-SW—直流开关

控制方式　根据不同的电网控制目标，通过开关和断路器的操作配合，该CSC可提供4种基本控制方式：静止同步补偿装置（STATCOM）模式、静止同步串联补偿装置（SSSC）模式、统一潮流控制器（UPFC）模式和线间潮流控制器（IPFC）模式。

（1）STATCOM模式。将2台换流器并联通过并联耦合变压器，实现并联补偿。

（2）SSSC模式。将2台换流器分别经串联耦合变压器与系统相连，实现串联补偿。

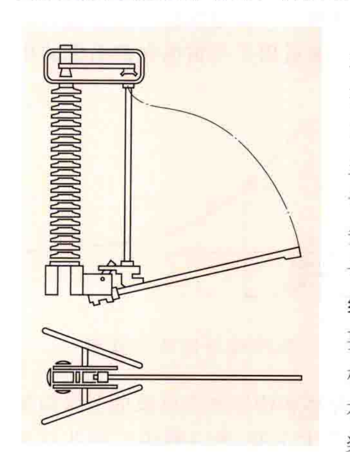
（3）UPFC模式。将2台换流器分别工作在串联和并联模式，从而可以通过控制换流器的输出电压，调节线路的有功和无功潮流，而且对补偿电压的相位没有限制。

（4）IPFC模式。通过将共用1个中间直流环节的2台串联补偿器实现对2条输电线路的潮流进行同时控制。在这种方式下，利用控制换流器的输出电压来影响线路功率，达到控制器自动将部分有功潮流从重负荷线路转到轻负荷线路上，提高并联线路传输功率的目的。

工程特点　工程的投运提高了电压的可控能力和系统动态阻尼特性，增加了线路传输容量，使纽约州中部—东部联络线增加了120MW的传输能力，从而使整个东部地区提高了240MW的功率传输容量。

muxian jiedi kaiguan

母线接地开关 （earthing switch for busbar） 母线检修时将母线接地用的隔离开关，也称母线接地器。母线检修时为了泄漏正常带电时的残余电荷以及在检修过程中母线可能产生的感应电流，通常要求在被检修的母线两端挂接地线，以保证检修人员的安全。随着电压等级的提高，母线工作电流的增大，母线的外径越来越大，母线结构也从单根变成多根，临时在母线上挂接地线的操作越来越困难，因此发展了专门的母线接地开关。它由一个绝缘支柱和一个金属接地刀闸构成。母线正常工作时，接地刀闸打开；检修母线时将接地刀闸合上。母线接地开关的结构如图所示。母线接地开关的各项技术要求与隔离开关的接地刀闸相同，合闸时应能通过额定短路电流，满足动、热稳定的要求。



母线接地开关

母线接地开关的安装方式有两种：①装在铝管母线构架的横梁上，以代替母线的支柱绝缘子。母线接地开关起到支持铝管母线和实现母线接地的双重作用。这种安装方式占地最节省，同时母线接地开关可以安装在母线中间或端部任意位置，但要求母线接地开关与母线支柱绝缘子的高度一致。②装在单独的设备支架上，与安装母线支柱绝缘子的横梁分开。这种安装方式不受母线接地开关高度的限制，但只能安装在母线的端部，而且由于单设支架使得占地面积较大。

110kV及以下的铝管母线，结构简单，直径较小，容易实现接地，因此一般不需要专用的接地开关。20世纪70年代初，中国开始在220kV系统中采用铝管母线，当铝管母线长度大于20m时，要求母线两端挂接地线作为安全接地，因此开发了220kV母线接地开关。20世纪80年代，中国开始出现500kV电力系统，在500kV配电装置中除了采用大直径的铝管母线外，还采用多根软导线构成的分裂导线，为此又开发了500kV母线接地开关。进入21世纪，中国开始在750、1000kV系统中应用母线接地开关。



naihuo dianlan

耐火电缆 (fire resistant cable) 见电缆防火。

Nanyang 1000kV biandianzhan chuanlian dianrong buchang zhuangzhi gongcheng

南阳1000kV变电站串联电容补偿装置工程 (series capacitor /compensator project at Nanyang 1000kV substation) 安装于南阳1000kV变电站，该变电站位于河南省南阳市东北，属方城县赵河镇南石寨村和王岗村地域，见图1。晋东南（长治）—南阳—荆门特高压交流输电系统标称电压1000kV、最高运行电压1100kV、额定频率50Hz，为提高该线路的送电能力，提高华中电网的安全稳定水平，在1000kV晋东南（长治）—南阳Ⅰ线（全长358.5km）及南阳—荆门Ⅰ线（全长281.3km）上加装40%串补度的串联电容补偿装置。其中，晋东南（长治）—南阳Ⅰ线串联电容补偿装置按照分组布置原则，按20%补偿度分为两组，各装设在线路长治变电站和南阳变电站；南阳—荆门Ⅰ线串联电容补偿装置按照集中布置原则，装设在线路南阳变电站，分为两组，每组串补度为20%。晋东南—南阳—荆门1000kV串联电容补偿装置工程系统接线图见图2。

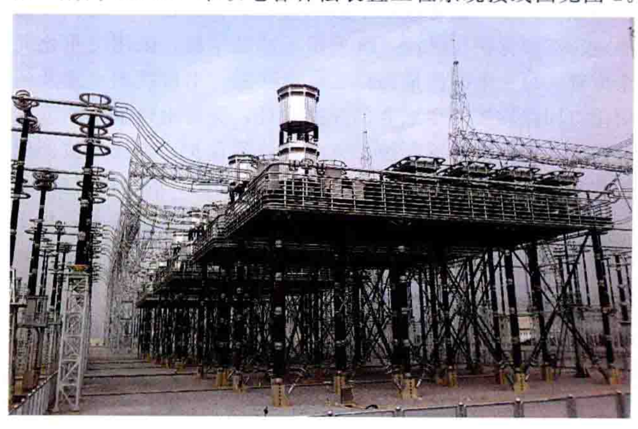


图1 南阳1000kV变电站串联电容补偿装置工程

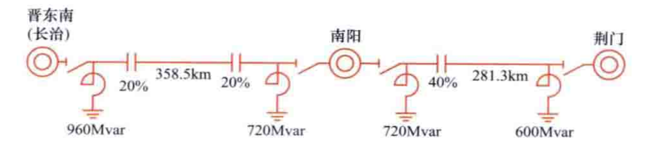


图2 晋东南—南阳—荆门1000kV串联电容补偿装置工程系统接线图

主要技术参数 南阳1000kV变电站串联电容补偿装置工程（共三套串补装置）过电压保护均采用金属氧化物限压器（MOV）与间隙及旁路开关的保护方式，额定容量分别为1500Mvar和2×1144Mvar，三套装置的总容量为3788Mvar，主要技术参数见表。

主要技术参数表

参数名称	南阳站长南线	南阳站南荆线
装置数	1	2
单个装置额定容量（Mvar）	1500	1144
额定容抗（Ω）	19.38	14.77
串补度（%）	20	20
额定电流（A，rms）	5080	5080
额定电压（kV，rms）	98.4	75.0
MOV容量（MJ/相）	83	70

工程特点 南阳1000kV变电站串联电容补偿装置于2011年12月投入运行，由中国电力科学研究院设计研制，是世界首套1000kV电压等级的串联电容补偿装置。该工程中，绝缘平台尺寸为27m×12.5m、承重120t，绝缘平台距地面高度超过了12m，相间距14m；电容器组采用了内熔丝电容器单元，不平衡保护采用了双H形桥式差流保护；旁路开关额定电流6.3kA，合闸时间小于35ms；旁路隔离开关具备开合6.3kA/7kV回路转移电流能力；阻尼装置采用了两个阻尼回路并联方式；间隙额定电压120kV，采用双间隙串联，自保护触发至击穿的总时间≤1ms；MOV最高额定电压210kV（长南线），绝缘外套总高度2200mm，防爆机构设计满足63kA电流下的压力释放能力。在串联电容补偿装置保护配置方面，该工程配置了电容器组过负荷保护和不平衡保护，次同步谐振（SSR）保护，MOV过电流保护、能量保护、温度保护和不平衡保护，间隙自触发保护、拒触发保护和延迟触发保护，线路联动串补保护，平台闪络保护，旁路断路器合闸失灵保护、分闸失灵保护和三相不一致保护，电厂SSR联动串补保护，线路电流监视告警，旁路断路器SF_6压力闭锁告警和低告警，控制回路断线告警，旁路断路器位置不明确告警等。

该工程投运后，达到了预期设计效果，晋东南—南阳—荆门1000kV交流输电线路输送能力从4480MW提高到了5600MW。

Ningdong-Shandong ±660kV zhiliu shudian gongcheng

宁东—山东±660kV直流输电工程 (Ningdong to Shandong ±660kV HVDC project) 世界上首个±660kV电压等级、单12脉动换流器容量最大、直流电压最高的直流输电工程。工程于2009年6月24日正式开工建设，2010年11月28日实现单极投运，2011年2月28日实现双极投运。双极额定功率为4000MW，额定直流电压为±660kV，额定直流电流为3030A，送端银川东换流站（见图1）位于银川市灵武市临河镇，受端青岛换流站（见图2）位于青岛市胶州市，途经宁夏、陕西、山西、河北、山东5省（自治区），线路全长1333km。

换流站主接线 两端换流站均为双极接线方式，中性点接地。每极采用1组12脉动换流器，极母线配置1台平波电抗器，中性母线上串接3台平波电抗器。银川东换流站330kV交流开关场和青岛换流站500kV交流开关场均采用一个半断路器接线。两端换流站的交流滤波器和无功补偿电容器均以无功大组的方式接入交流配电装置。银川东换流站



图1 银川东±660kV换流站



图2 青岛±660kV换流站

采用户内直流场，青岛换流站采用户外直流场布置方式。工程运行方式包括：①双极全压运行；②单极大地回线方式；③单极金属回线方式；④功率反送方式；⑤降压方式。

换流站主要设备 包括换流阀，换流变压器，平波电抗器，交流滤波器和无功补偿，直流滤波器，控制和保护系统等。

换流阀 两端均采用空气绝缘、水冷却、户内悬挂式晶闸管元件的二重阀结构，见图3。银川东换流站每个换流阀由10个组件、111个晶闸管组成，是世界上单阀直流额定电压最高（330kV）、单阀绝缘耐压水平最高（操作冲击试验电压为734kV）的换流阀。青岛换流站每个换流阀由9个组件、107个晶闸管组成。两端换流站的晶闸管总数为5232个。换流阀采用5英寸晶闸管，其额定电压（断态不重复电压）为7.2kV，额定电流（通态平均电流）3030A，浪涌电流36kA。



图3 宁东—山东±660kV直流输电工程换流阀（王彦 提供）

换流变压器 两站均采用单相双绕组的换流变压器，每极6台，每站14台（其中2台为备用）。接线组别有Yy、Yd两种。单台换流变压器的漏抗为18.5%，额定容量为403MV·A，抽头调节范围为−5%～+25%，每级1.25%。青岛换流站换流变压器铁芯采用单相两柱带旁柱结构，单台换流变压器的漏抗为18.4%，额定容量为386MV·A，抽头调节范围为−3%～+27%，每级1.25%。

平波电抗器 两站均采用干式平波电抗器，每极4台，每站各9台（其中1台为备用）。单台平波电抗器额定电感为75mH，额定直流电流为3030A，最大持续运行电流3250A。极线平波电抗器自身装配有并联避雷器，安装于线圈外侧刚性平台上。除银川东换流站极线平波电抗器采用户内布置方式外，其他平波电抗器均采用户外布置方式。

交流滤波器和无功补偿 两站滤波器设计的要求是：换流站交流母线3次和5次谐波畸变率不超过1.25%，其他各奇次谐波的畸变率不超过1.0%，偶次谐波的畸变率不超过0.5%，各次谐波电压畸变之和不大于1.75%，电话谐波波形系数不大于1%。银川东换流站交流接入系统的无功提供能力为450Mvar，按2100Mvar配置无功补偿容量，共14个小组，每小组容量150Mvar，分成3个大组。滤波器型式为3组HP11/13滤波器、3组HP24/36滤波器、1组HP3滤波器和7组并联电容器。青岛换流站交流接入系统的无功提供能力为0Mvar，按2520Mvar配置无功补偿容量，共14个小组，每小组容量180Mvar，分成3个大组。滤波器型式为3组HP12滤波器、3组HP24/36滤波器、1组HP3滤波器和7组并联电容器。

直流滤波器 直流滤波器采用每站每极1组12/24次和1组6/42次双调谐滤波器。等效干扰电流限值为双极运行1500mA、单极运行3000mA。

控制和保护系统 控制系统采用模块化、分层分布式、开放式结构。交、直流站控系统、直流极控系统按双重化冗余结构配置。运行人员控制系统中的服务器、站LAN网等按双重化冗余结构配置，其余设备均考虑了足够的串行冗余度，以确保任何单一设备故障不影响直流系统的正常运行。换流器/极/双极保护与极控系统采用不同的主机，采用三重化冗余配置，每一重的测量回路、电源回路、出口跳闸回路及通信接口回路均按完全独立的原则设计，保护出口采用三取二的逻辑。换流变压器保护、交流滤波器保护、直流滤波器保护均独立、双重化配置，采用“起动+动作”的出口逻辑。

直流线路 工程直流线路起自宁夏银川东换流站，止于山东青岛换流站，全线共有铁塔2807基，其中耐张塔414基，直线塔2393基。线路导线采用4×JL/G3A-1000/45-72/7大截面钢芯铝绞线（$1000mm^2$）。1根地线采用复合光纤架空地线（OPGW），另1根采用铝包钢绞线。黄河大跨越工程跨越点位于山东济阳，跨越段长3.3km，采用“耐-直-直-直-耐”跨越方式，最大跨越档距1260m。

接地极线路和接地极 送端接地极线路起于银川东换流站，终于盐池县高沙窝镇南的红柳沟接地极极址，线路全长64.2km。受端接地极线路起于胶东换流站，终于诸城接地极极址，线路长度46.9km。两站接地极均采用陆地浅埋式同心双圆环形，设计运行年限40年。

参考书目

刘振亚．±660kV直流输电技术．北京：中国电力出版社，2011.



peidian zhuangzhi

配电装置 (switchgear arrangment) 在发电厂和变电站中，交换功率和汇集、分配电能的电气装置的组合设施。在配电装置中，通常包括断路器、隔离开关、接地开关、电流互感器、电压互感器、避雷器等电气设备。按照电气主接线的要求，通过母线和导体将这些设备在空气中相互连接可形成敞开式配电装置，也可将这些设备封闭在充有绝缘气体的金属密闭容器内形成气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）配电装置，另外还有一种复合式组合电器（HGIS）配电装置，其结构与 GIS 基本相同，但它不包括母线设备。配电装置有屋外配电装置、屋内配电装置和金属柜等多种布置型式。

布置型式 35～1000kV 配电装置的布置型式：①屋外布置有中型、半高型和高型等；②屋内布置有单层、两层和三层等；③装配在金属柜内的成套配电装置和 GIS 可以布置在屋外或屋内。配电装置的布置型式按当地的环境条件、地形地貌、设备型式、电气总体布置和进线出线方式等因素择优确定。35kV 和 66kV 配电装置、污秽较严重地区或市区内的 110kV 配电装置通常也采用屋内布置。在要求节约用地和少占农田的地区，110kV 和 220kV 配电装置可以采用半高型、高型布置或采用 GIS 布置。在土地贫瘠的地区，110～750kV 配电装置通常采用屋外中型布置。在大城市中心地区、土地资源紧张或环境条件十分恶劣的地区，110～750kV 配电装置通常采用 GIS 或 HGIS 户外布置（对 GIS 有时也采用屋内布置）。在地震基本烈度为 8 度及以上的地区，110～750kV 配电装置通常采用屋外中型布置或 GIS 布置。1000kV 配电装置采用 GIS 设备和 HGIS 设备户外中型布置。在配电装置的发展过程中还出现过屋外低型布置，即电气设备全部落地布置、在它周围加设围栏的布置，这种布置占地面积太大，现很少采用。

配电装置在电气总体布置中的位置应符合发电厂和变电站的规划以及布置的整体协调，符合进线出线方向和线路走廊的要求，尽量避免线路架空线交叉。

布置要求 配电装置中电气设备之间有足够的电气安全净距，以保证电气设备在一定的风速作用下能经受住雷电过电压、操作过电压和工频过电压，以及保证运行人员安全。电气设备有足够的机械强度，在短路电流作用下，其动稳定和热稳定不致受到破坏。在布置上有防火、防爆和储油、排油措施。电气设备具有一定的防冻、防风、防潮、抗震和耐污秽性能。控制配电装置中的噪声和电晕无线电干扰水平，以减少对周围环境的污染。在布置上有足够的空间和清晰度，以便于安装、检修和巡视维护。在总体布置上便于配电装置的分期过渡、扩建发展，并有利于节约用地、节省材料和降低工程造价等。在电气设备之间设置闭锁装置，以防止发生带负荷开合隔离开关、断路器带接地合闸，带电挂接地线，误开合断路器，误入屋内带电间隔等电气误操作事故。此外，配电装置内部应布置必要的设备运输道路，各级电压的配电装置之间布置环形道路，将配电装置分隔开。

特殊地区的布置要求 在地震区，降低电气设备的安装高度，加固设备的支架和基础，用软母线连接而不采用硬母线连接，用屋外配电装置而不用屋内配电装置等。在高海拔地区，加强电气设备的外绝缘，增大电气安全净距，采用性能良好的避雷器等。在污秽地区，增大外绝缘的爬电比距，远离污秽源，加强停电清扫或带电水冲洗，采用防污涂料，采用屋内配电装置布置或 GIS 等。

发展概况 随着输电电压等级的提高，配电装置的电压等级也在提高。1952 年瑞典最早建成了 380kV 配电装置，1959 年苏联建成了 500kV 配电装置，1965 年加拿大建成了 765kV 配电装置。中国于 1972 年在西北地区建成了 330kV 配电装置，1981 年在华中地区建成了 500kV 配电装置，2005 年在西北地区建成了 750kV 配电装置，2009 年在华北及华中地区建成了 1000kV 配电装置。各国在 35kV 及以下的配电装置中，均有由装配式向成套式配电装置的发展趋向。110kV 配电装置向紧凑型、模块化的组合电器方向发展。在 220kV 及以上配电装置中，除了大量采用常规布置的六氟化硫断路器之外，GIS 设备的采用也迅速增加，并开始采用数字化、智能化在线状态监测设备。

Pingdingshan-Wuchang 500kV jiaoliu shudian xianlu

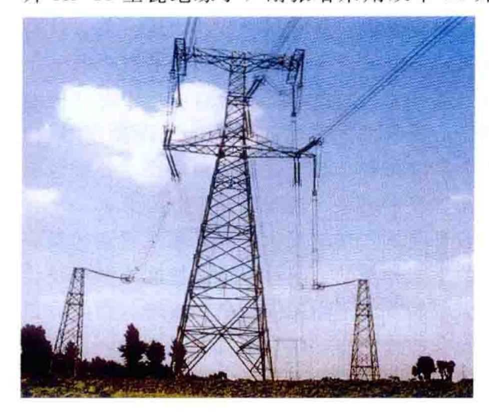
平顶山—武昌 500kV 交流输电线路 (Pingdingshan to Wuchang 500kV AC transmission line) 中国首批 500kV 超高压输电线路工程项目之一，简称平武线。该线路从河南省平顶山市姚孟电厂出线，经湖北省荆门市双河变电站至武昌凤凰山变电站，全长 595km，单回路。设计输送容量为 1000MW，1981 年 12 月投运。

全线共有杆塔 1513 基。直线塔主要塔型是拉线 V 型塔、内拉线门型塔和酒杯型塔，耐张塔采用干字型塔。拉线 V 型塔主柱大都采用预制薄壳基础，其他杆塔多用现浇阶梯基础。线路在钟祥市中山口跨越汉水，跨越档距 1055m，跨越塔高 120m；在武汉市金口跨越长江，跨越档距 1166m，跨越塔高 135m。两处大跨越塔均按双回路设计，塔身为钢筋混凝土烟囱式结构，塔颈及横担以上部分为钢管结构，导线按两层横担三角形布置。图为平顶山—武昌 500kV 输电线路换位铁塔。

全线导线采用每相四分裂 LGJQ-300 轻型钢芯铝绞线，分裂间距为 450mm，单铰式环形间隔棒，次档距（见分裂导线）为 60m。大跨越导线采用三分裂 LHGJT-440 特强型钢芯铝合金绞线，分裂间距为 800mm，采用防振锤和阻尼线防振（见导地线防振）。

平武线操作过电压水平按 2.5 倍相电压设计。在姚双段（姚孟电厂至双河变电站）两侧和双凤段（双河变电站至凤凰山变电站）的双河侧都装设并联电抗器，其中性点经小电

抗器接地，以降低潜供电流。直线塔悬垂绝缘子串采用28片XP-16型瓷绝缘子，耐张塔采用双串28片XP-21型瓷绝缘子，大跨越塔悬垂和耐张均采用6串组合36片XP-21型瓷绝缘子。



平顶山—武昌500kV输电线路换位铁塔

全线采用铝合金良导体地线，其零序阻抗比镀锌钢绞线低，有利于限制工频过电压。一般地线为LHGJT-90强型钢芯铝合金绞线，大跨越采用LHGJT-150特强型钢芯铝合金绞线。两根架空地线均用XDP-7C型瓷绝缘子绝缘，其中一根用于地线载波通信。为了降低架空地线上的感应电压，架空地线每隔0～20km在耐张塔上换位一次（见导线换位）。

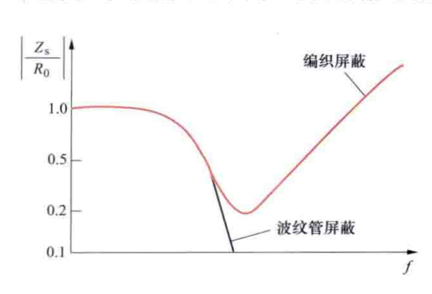
线路施工中采用了张力架线工艺（见架线施工）。线路造价20.5万元/km；材料用量导线13.5t/km，架空地线1.2t/km，钢材22.16t/km，金具0.88t/km，绝缘子281片/km，水泥22.1t/km。

pingbi dianlan jiedi

屏蔽电缆接地 (grounding of shielded cable)

为提高设备或系统的抗电磁干扰性能，其电源和信号电缆的屏蔽层所采取的接地措施。

电缆屏蔽可以减小辐射耦合和感应耦合的直接影响。然而由于耦合或其他原因在电缆屏蔽层中产生干扰电流时，仍可在电缆中引起干扰电压。通常将单位长度电缆中这种干扰电压与屏蔽层中的干扰电流之比定义为该屏蔽电缆的转移阻抗。屏蔽电缆的转移阻抗与屏蔽结构和材料及干扰电流的频率有关，如图所示。图中 Z_s 为屏蔽电缆转移阻抗；R_0 为屏蔽电缆直流电阻；f 为干扰电流的频率。可见，当干扰电流频率增加时，由于趋肤效应，屏蔽层内表面电流分量随之减小，使电缆中的干扰电压下降，转移阻抗也就相应减小；然而当频率继续增加时，由于甚高频的电磁场可通过屏蔽层的缝隙透入电缆内部，使电缆中的干扰电压随之上升，因此编织屏蔽电缆的转移阻抗又转为增大。若采用无接缝的金属波纹管做电缆的屏蔽，其转移阻抗就不再增大。



屏蔽电缆的转移阻抗与频率的关系

为了减小电源线和信号线引入的电磁干扰，需选用转移阻抗较小的屏蔽电缆，并采取合适的接地方式。双芯电缆和双层屏蔽电缆的转移阻抗分别比单芯电缆和单层屏蔽电缆的要小。屏蔽电缆的接地方式将影响屏蔽层中的干扰电流，从而影响电缆中干扰电压的大小。

Pingyao 500kV biandianzhan guzhang dianliu xianzhiqi zhuangzhi gongcheng

瓶窑500kV变电站故障电流限制器装置工程 (fault current limiter project at Pingyao 500kV substation)

安装于瓶窑500kV变电站，该变电站位于浙江省杭州市余杭区瓶窑镇，见图1。瓶窑500kV变电站短路电流超标问题突出，为了在不改变正常潮流分布的前提下，达到限制短路电流超标的目的，在瓶窑—杭北单回线瓶窑500kV变电站侧（如图2所示）装设了基于晶闸管串联保护装置（TPSC）技术的故障电流限制器装置（FCL）。在装置可以将短路电流水平限制在允许范围内（小于47kA），同时系统安全稳定性满足DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》要求，线路发生 $N-1$ 故障时，系统可以维持稳定运行。该装置采用户外自然冷却、电容器组可瞬时重投的结构。限流电抗器通过一组绝缘子单独支撑，隔离开关、旁路开关和金属氧化物避雷器通过绝缘子单独支撑，电容器组、金属氧化物限压器、阻尼回路装置、间隙及其触发回路、电流互感器、晶闸管阀室和平台测量箱等都装设在由支柱绝缘子和斜拉绝缘子固定的绝缘平台上。控制保护屏、监控屏、录波屏、阀基电子单元屏、激光电源屏和GPS扩展装置都设置在控制保护室。



图1 瓶窑500kV变电站故障电流限制器装置工程外景

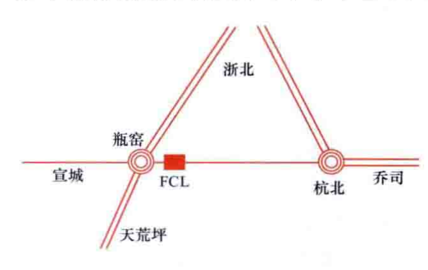


图2 瓶窑500kV变电站故障电流限制器装置工程系统接线图

主要技术参数 如下表所示。

工程特点 瓶窑500kV变电站故障电流限制器装置于2009年12月投入运行，是世界首套实际应用于超高压电网的基于晶闸管保护串联电容器（TPSC）技术的故障电流限制器装置。该工程中：①电容器组过电压保护采用金属氧化物限压器（MOV）、晶闸管阀、间隙（又称火花间隙）、旁路开关四种方式的组合。其中，金属氧化物限压器是电容器组过电压

的主保护；晶闸管阀是快速旁路电容器组和保护金属氧化物限压器的主要手段；间隙是电容器组和金属氧化物限压器的后备保护措施；旁路开关是投入或退出电容器组的基本手段。在系统发生故障时，无论晶闸管阀旁路还是火花间隙工作，均同时发信号令旁路开关合闸，避免晶闸管阀、间隙长时间通过大电流，减轻两者的负担。②为避免系统故障过程中限流电抗器两端出现过电压，损坏限流电抗器，对限流电抗器采用加装金属氧化物避雷器作为过电压保护的主要措施。③晶闸管阀采用了压装结构设计以及空气绝缘、空气冷却方式，晶闸管阀级的过电压保护采用击穿二极管过电压保护方式，晶闸管元件采用株洲南车时代集团生产的 KPE 4700-72 型号 6 英寸晶闸管，也是中国首次在实际工程中应用 6 英寸晶闸管阀。④采用了线路电流瞬时值、线路电流变化率、MOV 电流和 MOV 能耗为判据的短路故障综合识别方法。通过仿真计算和人工短路试验验证，装置投运后可在 1.5ms 内将故障电流限制在 47kA 以下，低于现有线路断路器 50kA 的遮断容量。

主要技术参数表

参数名称	数值
额定电流（A，rms）	2000
电抗器额定阻抗（Ω/相）	8
电容器组额定阻抗（Ω/相）	8
电容器组额定电压（kV，rms）	16
电容器组容量（Mvar/相）	32
电容器组过电压保护水平(p.u.)	2.3
金属氧化物限压器容量（MJ/相）	8.4



qiti jueyuan jinshu fengbi kaiguan shebei

气体绝缘金属封闭开关设备 (gas insulated metal-enclosed switchgear，GIS) 将变电站的电气元件（变压器除外）如母线、断路器、隔离开关、电流互感器、电压互感器、母线接地开关、避雷器等全部（至少部分）封闭在充有压力高于大气压的绝缘气体的接地金属压力密闭容器内的成套装置，简称GIS。绝缘气体通常为六氟化硫（SF_6）气体。充注的绝缘气体密度的大小取决于内部灭弧性能和绝缘性能的要求。GIS内部元件只有组合在一起并充以规定密度的绝缘气体时才能运行，不能拆开单独使用。

GIS内部元件，有的单独占有一个气室，有的几个元件联在一起占有一个气室。各个气室可以有不同的气体密度。气室内的导电部分与金属外壳之间用浇铸型环氧树脂绝缘子支撑，气室之间在电气上通过金属连接件连接起来。外壳之间的接口法兰均经过精密加工，使用耐腐蚀的O形密封胶圈将高压气体密封在内部。外壳上一般都安装有安全阀或防爆膜片。

按照使用条件不同，GIS分为户内型和户外型。户外型GIS（见图1）不需设置厂房，可减少建设投资，但长期受到日照雨淋，夏季温升增高，冬季（特别是严寒地带）SF_6气体可能液化。户内型GIS运行条件优越，但由于增加了厂房、吊车、排风等设施，建设费用增大。

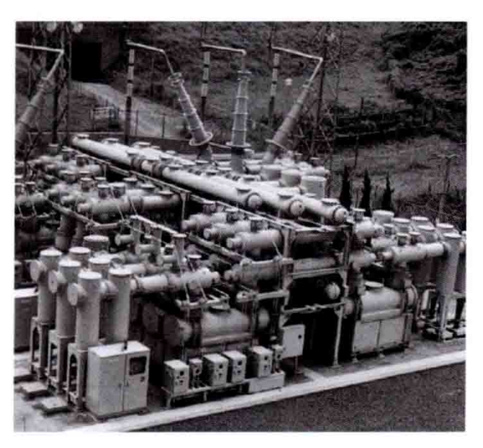


图1 户外型363kV GIS

按内部结构不同，GIS可分为三相共箱型及分箱型。三相共箱型是将三相电器安装在同一箱体内，用绝缘支架或隔板将其隔开。这种结构可节约金属外壳材料，并可节省占地。此外，当三相电流同时流过母线时，磁力线在外壳中相互抵消，可减少涡流损失。图2中所示是126kV三相共箱型GIS内部结构图。分箱型GIS中各相电气设备单独安装在分相的金属外壳内，金属外壳材料增多，涡流损耗大，占地也相应增大。但分箱结构简单，绝缘问题也较容易处理。

GIS与常规高压电气设备相比，其优点是：①可以大幅度缩小占地面积。例如，220kV电压等级的GIS占地面积仅为相同规模常规变电站占地面积的15%左右。②设备带电部分全部封闭在金属外壳内，可避免高电压对环境的电磁污染。③可防止人员触电伤亡。④延长设备检修周期，一般可在10～20年内不必解体大修。⑤设备绝缘性能不受周围大气条件影响，耐震性强，能提高运行可靠性。

SF_6气体击穿特性与电极表面状况和电场有密切关系。因此，对于GIS的设计、加工及材料等方面均有严格的要求。GIS的造价高于常规电气设备。在工程设计上，计及占用土地面积、施工费用等，GIS总投资与常规电气设备投资之比，随电压等级的提高而相对降低。

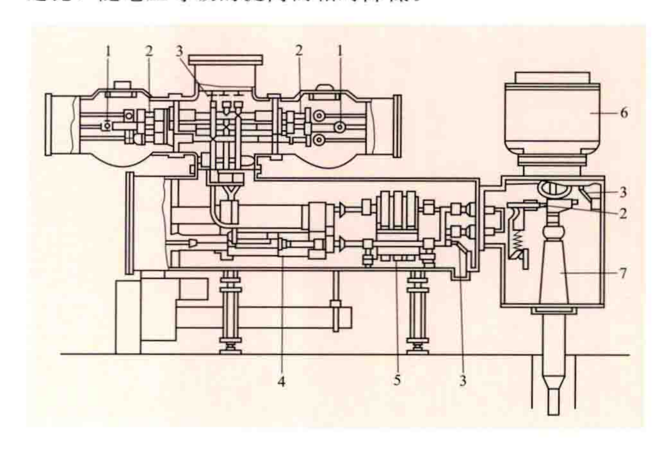


图2 126kV三相共箱型GIS内部结构图
1—母线；2—隔离开关；3—接地开关；4—断路器；5—电流互感器；6—电压互感器；7—电缆终端

GIS运行维护的注意事项为：①SF_6气体密度和潮气进入容器的速度影响GIS内部绝缘强度，因此要严格限制漏气率，一般年漏气率不得大于1%。②SF_6在电场效应和电弧作用下分解成一部分低氟化物和氟化氢等剧毒性和强腐蚀性杂质，因此要在GIS内部放置专用的吸附剂，并需要定期处理或更换吸附剂。③定期检测SF_6气体中水分含量。④GIS解体检修时，要有防护措施，避免人员中毒。⑤运行时，GIS的金属外壳上可能存在循环电流，导致局部过热，因此在有关部位要设置高温标志以免灼伤巡视人员。⑥变电站内要配备SF_6气体回收装置及专用工具。⑦GIS安装后投入运行前要作高电压耐受试验，以消除内部可能存在的绝缘隐患。耐压试验过程中，需按一定的程序升压。做工频耐压试验时，尽可能应用谐振式耐压试验装置，以免扩大故障部位。⑧GIS内部残存的金属颗粒极易导致电击穿，运行中通常利用声测法、压力探头法以及局部放电探测法等进行监视，预报可能出现的故障。在过电压保护方面，采用金属氧化物避雷器，以达到伏-安特性的配合。

20世纪60年代，首次在美国展出GIS。它的出现，使超高压变电站进入城市中心地区、工矿企业厂房内以及水电站大坝上的厂房内。1986年，中国采用500kV GIS的首个500kV变电站在广东江门建成投运。近年来GIS的电压等级已发展到1100kV。2009年12月，在中国晋东南—南阳—荆门1000kV交流输电线路工程中，长治1000kV变电站首次采用了1000kV GIS设备。

qiti jueyuan jinshu fengbi kaiguan shebei dianlan zhongduan

气体绝缘金属封闭开关设备电缆终端 (gas insulated metal-enclosed switchgear cable terminal, GIS terminal) 与气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）直接相连接的电缆终端。因GIS的绝缘介质采用了SF_6气体，故该电缆终端有时也称SF_6终端，作为配套进出线电源的一种接口。由于GIS终端的套管外部为SF_6气体绝缘，增强了绝缘性能，故该类电缆终端不需制成伞裙形。GIS电缆终端按所连接的电缆型式不同而有不同的技术要求，如充油电缆GIS终端、挤包绝缘电缆GIS终端。

充油电缆GIS终端 按充油电缆终端出线梗的不同密封方式可分成橡胶O形圈密封式和死密闭式两种。由于充油电缆绝缘油和GIS的SF_6气体的绝缘性能不同，两种介质的工作压力不等，有相互渗透的可能。而充油电缆的绝缘厚度远小于GIS的气体绝缘距离，因此防渗漏的措施应以SF_6气体不渗入电缆内为原则。

橡胶O形圈密封式 环氧套管和金具及出线梗接触面用既耐油又耐SF_6气体腐蚀的橡胶做成O形轴封圈，压紧密封。为了确保密封性能，有的用双重O形圈或过渡隔层。这种密封方式的优点是浇铸的环氧树脂套管比较简单，缺点是出线梗结构复杂，橡胶圈老化后密封不可靠，有渗漏的可能。此外必须提高充油电缆终端的油压，使它稍高于GIS的气体压力，因此要用中油压充油电缆，并在组合开关的电缆终端筒底部装设漏油检测装置，以便检查。

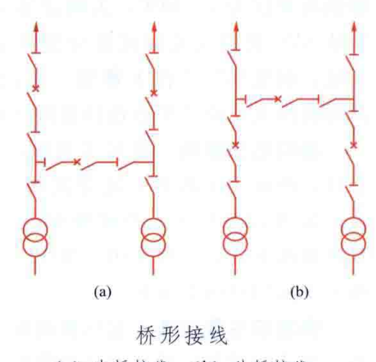
死密闭式 将出线梗浇铸在环氧套管的顶部内，使充油电缆的绝缘油和GIS的SF_6气体相互隔开，不需保持油压高于气压的特殊要求。这种连接方式的优点是低油压充油电缆能直接和GIS相连接，省去了转变油压的电缆塞止接头，缺点是出线梗和电缆导体连接的一端必须是梅花式插座，增加了一个活动电气接触点，且安装电缆终端真空注油时不易使残余气体全部排除。

挤包绝缘电缆GIS终端 分为充绝缘油（如聚异丁烯、硅油）和干式GIS电缆终端两种。充绝缘油GIS电缆终端内灌注的绝缘油在热胀冷缩时，通过油路系统进行吸收与补充，可能与GIS中气体相互渗漏，需经常进行巡视、检查。干式GIS电缆终端设计尺寸短，安装方便、运行维护简单，是主要采用的型式。干式GIS电缆终端又可分为普通型和插拔式，普通GIS终端直接安装在电缆终端筒内密封，终端运行在SF_6气体中，绝缘裕度高，但拔出、插入终端需要配合抽、充桶内SF_6气体，操作时间较长。插拔式终端通过在工厂或现场预先安装隔离锥，将电缆终端筒内的气室与电缆终端隔离，拔出、插入终端不需要气体配合，但对终端插拔的次数都有技术性限制。

qiaoxing jiexian

桥形接线 (bridge scheme) 由一台断路器和两组隔离开关组成连接桥，将两回变压器-线路组横向连接起来的电气主接线。连接桥连接在变压器-线路组的断路器和变压器之间称为内桥接线［见图（a)］。连接桥连接在变压器-线路组的断路器和线路之间称为外桥接线［见图（b)］。

对内桥接线，当线路投入、断开、检修或故障时，都不会影响其他回路的正常运行，但当变压器投入、断开、检修或故障时，则会影响另一回线路的正常运行。由于变压器运行可靠，而且不需要经常进行投入和断开，因此内桥接线采用得较多。



桥形接线

(a) 内桥接线；(b) 外桥接线

对外桥接线，当变压器投入、断开、检修或故障时，都不会影响其他回路的正常运行，但当线路投入、断开、检修或故障时，则会影响一台变压器的正常运行。因此外桥接线仅适用于变压器按照经济运行需要经常投入或断开的情况。此外，当线路上有较大的穿越功率时，为避免穿越功率通过多台断路器，通常采用外桥接线。

为了提高桥形接线的灵活性和可靠性，避免因检修线路或变压器时影响其他回路的正常运行，一般在接线中加设一跨条。内桥接线的跨条位置与外桥接线中连接桥的位置相同，外桥接线的跨条位置与内桥接线中连接桥的位置相同。跨条上通常设置两组串接的隔离开关，以便于跨条上隔离开关进行检修，此两组隔离开关在正常运行时是断开的。

桥形接线使用断路器台数少，其配电装置占地也少，但可靠性较差且难以扩建。因此，桥形接线仅用于两回线路、两台变压器且不再扩建的变电站，如终端变电站等。

Qinghai Geermu-Xizang Lasa ±400kV zhiliu shudian gongcheng

青海格尔木—西藏拉萨±400kV直流输电工程 (Qinghai Geermu to Tibet Lasa ±400kV HVDC project)

世界上海拔最高的直流输电工程。起点位于中国青海格尔木换流站（海拔2850m），落点位于西藏拉萨换流站（海拔3800m，见图1），直流线路全长1038km。换流站工程按分期建设考虑，本期建设双极600MW直流工程，按输送300MW有功功率配置两端换流站无功补偿设备；远期通过并联换流器扩建，建设总规模达到1200MW，按直流输送600MW功率配置两端换流站无功补偿设备。2010年7月29日，工程开工建设；2011年12月9日，工程投入试运行。工程建设中重点解决了直流接入弱交流系统、设备高海拔应用、高海拔地区阀厅设计、远期并联扩建四大难题。



图1 拉萨换流站

工程本期按照双极规模建设，按照单极容量输送；单极解锁功率仅为7.5MW，为额定容量的2.5%；拉萨换流站安装SVC提高交流滤波器分组容量；解决了“大直流、小系统、弱受端”的技术难题。在国际上首次实现了3800m高海拔换流站设备参数选择及阀厅设计。

换流站主接线 格尔木换流站与格尔木750kV变电站合建，换流变压器和交流滤波器接入330kV母线。拉萨换流站采用220kV接入西藏藏中电力系统。两端换流站均为双极接线方式，每极采用1组12脉动换流器，中性点接地。格尔木采用户内直流场。

换流站主要设备 包括换流阀、换流变压器、平波电抗器、交流滤波器、静止无功补偿器、直流滤波器直流控制保护系统。

换流阀 两端均采用空气绝缘、水冷却、户内悬挂式晶闸管元件的四重阀结构。格尔木及拉萨换流站每个换流阀均由12个组件、108个晶闸管组成。两端换流站的晶闸管总数为5184个。晶闸管的阻断电压为8.5kV，额定电流750A，浪涌电流15kA。采用了4英寸晶闸管。考虑到高海拔对设备外绝缘的影响，格尔木换流站单阀外绝缘设计时按比1000m以下地区相同运行温/湿度条件下绝缘强度下降35%考虑，拉萨换流站单阀外绝缘设计时按比1000m以下地区相同温/湿度条件下绝缘强度下降50%考虑。

换流变压器 两站均采用单相三绕组的换流变压器，每极3台，每站各7台（其中1台为备用）。绕组接线为YNdy。换流变压器漏抗为14%，额定容量为117.7/58.8/58.8MVA，额定电压抽头调节范围为−5%～+25%，每级1.25%。格尔木换流站换流变压器额定电压为（$345/\sqrt{3}$）/166.4/（$166.4/\sqrt{3}$）kV；拉萨换流站为（$230/\sqrt{3}$）/166.4/（$166.4/\sqrt{3}$）kV。为适应高海拔外绝缘要求，阀侧套管长度长达6.2m。

平波电抗器 拉萨站采用油浸式平波电抗器，每极1台，共3台（其中1台备用），单台平波电抗器额定电感为600mH。格尔木换流站采用干式平波电抗器，每极2台，共5台（其中1台备用），单台平波电抗器额定电感为300mH，采用户内布置方式，且装配有并联避雷器。额定直流电流均为750A，最大持续运行电流762A。

交流滤波器 两站滤波器设计的要求是：换流站交流母线奇次谐波畸变率不超过1.25%，偶次谐波的畸变率不超过0.5%，各次谐波电压畸变之和不大于1.75%，电话谐波波形系数不大于1%。直流输送300MW功率时，在格尔木换流站按192Mvar配置无功补偿容量，共8个小组，每小组容量24Mvar，4组BP11/13型滤波器、4组HP24/36型滤波器，分成2个大组。拉萨换流站按200Mvar配置无功补偿容量，共8个小组，每小组容量25Mvar，4组HP11/13滤波器、4组HP24/36滤波器，分成2个大组。

静止无功补偿器（SVC） 拉萨换流站配置SVC，通过SVC抑制拉萨换流站投切滤波器/并联电容器组时，换流母线上产生的暂态电压波动，提高交流滤波器分组容量。换流母线的交流暂态电压波动限制在0.02p.u.以内，稳态电压波动限制在0.01p.u.以内。SVC容量选择兼顾一期分组容量25Mvar和远期分组容量45Mvar的要求，动态出力范围不小于45Mvar。考虑到SVC联接变压器、运行电压低于SVC设计基准电压等因素，在联接变压器高压端处测量得到的出力通常只有SVC额定容量的80%左右，因此，SVC容量选择为60Mvar，调节范围为−40～20Mvar。SVC由60Mvar的晶闸管控制电抗器（TCR）和4组每组5Mvar的滤波器（FC）构成。

直流滤波器 直流滤波器采用每站每极1组12/24次和1组12/36次双调谐滤波器。等效干扰电流限值为双极运行1500mA、单极运行3000mA。

直流控制保护系统 工程直流控制保护系统采用了PCS-9550软硬件平台，摒弃了以往控制保护系统平台中以工业控制计算机为核心的模式，采用分布式、模块化结构。在系统设计过程中，将整个直流系统控制保护功能分布成若干单元，每个单元功能由单台装置实现，各台装置经系统总线连接，实现整个系统的控制保护功能。

直流输电线路 沿线途经青海省的海西藏族蒙古族自治州、玉树藏族自治州，西藏藏族自治区的那曲地区和拉萨市。线路西藏段长425km，青海段长613km，航空直线865km，曲折系数1.19，基本平行于国道G109和青藏铁路走线。全线路按3种气象区设计。工程设计风速值为27、31.5、34m/s 3级；设计冰区为轻冰区5、10mm。全线导线采用4×LGJ-400/35型钢芯铝绞线，全线架设1根36芯OPGW光缆，并在局部区段另架设1根24芯OPGW光缆，普通地线采用GJ-100镀锌钢绞线。

全线按轻、中、重三个污区配置绝缘水平，并根据海拔高度进行修正。悬垂串采用160、210、300kN单、双联复合绝缘子，耐张绝缘子串主要采用双联300kN盘式绝缘子，耐张塔跳线绝缘子串采用160kN复合绝缘子。悬垂绝缘子串、跳线绝缘子串均采用V型复合绝缘子串，绝缘长度8m。全线采用自立式角钢铁塔，直线塔采用羊角型、耐张塔采用干字型铁塔。全线采用了预制装配式基础、锥柱基础、掏挖基础、人工挖孔桩基础、灌注桩基础、斜柱基础和直柱大板基础7种基础型式；全线多年和季节性冻土区长550km，主要采用了前五种适用于冻土地区的基础型式，共1207基。全线共使用铁塔2361基，其中，直线塔1967基，耐张塔394基，公里杆塔指标2.29基/km；平均耐张段长度2.624km。塔材52.65t/km，基础混凝土量121.54m³/km。铁塔施工如图2所示。



图2 青海格尔木—西藏拉萨±400kV直流线路铁塔施工（白明辉 摄）

高海拔、冻土、生态环境脆弱是青藏直流输电线路遇到的三大难题。沿线海拔为2880～5290m，高海拔给线路的绝缘配合及施工带来困难；不良冻土现象直接影响塔基的稳定性，同时因为铁塔及基础改变了地

表条件、冻土条件、水文条件等，又可诱发次生不良冻土现象，因此，在路径、塔位、基础型式选择和混凝土材料及施工方面都提出了更高要求；沿线自然条件恶劣，线路经过戈壁区、荒漠区、高山草原和高寒草甸区，为减少对生态环境造成影响，采取了建设期污染控制和生态环境保护措施，包括植被保护、植被恢复、动物保护和冻土环境保护措施等，如图 3 所示工程与生态环境和谐共处。



图 3　青海格尔木—西藏拉萨±400kV 直流输电工程注重环境保护（祁正吉　提供）

接地极线路及接地极　格尔木换流站至接地极的接地极线路约 25.5km。拉萨换流站至接地极的接地极线路约 15.5km。两端换流站接地极类型均为浅埋型陆地接地极。电极形状为同心两圆环形。

quyu biandianzhan

区域变电站

(regional substation)　向数个地区或大城市供电的变电站。它将远处的电力转送到负荷中心，还同时降压后向当地和邻近地区供电。在电力网最高电压的变电站中，除少数为枢纽变电站外，其余均为区域变电站。

区域变电站的电源线路有三种引入方式：①将一回双侧有电源的穿越线路断开接入；②将一回单侧有电源的穿越线路断开接入；③将双回线路断开接入。

区域变电站发生事故时将造成大面积停电，因此对其高压电气主接线的可靠性要求较高，通常采用双母线分段接线或一个半断路器接线等，早期的区域变电站也有采用双母线带旁路母线接线。

quanfengbi muxian

全封闭母线

(totally enclosed busbar)　封闭在充满六氟化硫（SF_6）绝缘气体金属筒内的母线。它有两个特点：①母线全部封闭，不会发生由于外界物体造成的母线短路故障，运行可靠性很高；②母线的外壳为接地金属筒，布置紧凑，节省占地。全封闭母线在电力系统中的应用有两种情况：①作为变电站内气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）的母线及出线元件，它们是 GIS 的一部分。②单独用于无法采用架空方式的输电线路，此时称为 SF_6 全封闭管道母线。当用作 GIS 的母线及出线元件时，按母线结构形式不同分为分箱母线和共箱母线两种。分箱母线的每一相母线都单独安装在一个充满 SF_6 绝缘气体的金属筒内，三相母线需要三个平行金属筒，导电体采用铜管或铝管，利用单相盆式绝缘子安装在金属筒的中心。共箱母线的 A、B、C 三相母线合并安装在一个充满 SF_6 绝缘气体的金属筒内，导电体的材料和分箱封闭母线相同，三角形布置，采用三相盆式架空线安装在一个金属筒内。当用作输电线路的 SF_6 全封闭管道母线时，由于电压等级高、载流量大的特点，通常只采用分箱母线的结构形式。

选择条件　全封闭母线的制造全部在工厂内完成，在现场只需要进行简单的组装。全封闭母线一般情况下的选择条件：①满足额定电压和最高电压的要求。额定电压的条件主要是指绝缘水平，对 220kV 及以下全封闭母线按雷电冲击波耐压水平和工频耐压水平进行考核，对 330kV 及以上全封闭母线除上述两项指标以外，还应按操作波耐压水平考核。考虑最高电压的条件是因为全封闭母线一般由无间隙金属氧化物避雷器进行保护，要求避雷器的持续运行电压大于母线相对地最高电压。②满足额定电流的要求。要求全封闭母线通过最大工作电流时其发热小于允许值，不仅需要考虑导体的发热，而且需要考虑防止外壳发热的措施。③满足 3s 热稳定电流的要求。④满足动稳定电流的要求。

应用情况　在 1970 年后，国际上开始研制全封闭母线，一般都采用分箱母线的结构形式，盆式架空线的制造工艺比较简单，电场强度的分布比较均匀，但占地面积较大。到 1980～1990 年期间，国际上开始大量采用 SF_6 全封闭母线，盆式架空线的制造工艺已经成熟，一般都采用共箱母线的结构形式，达到进一步节省占地和降低气体绝缘金属封闭开关设备高度的目的。20 世纪 90 年代以后，国际上通常 110kV 全封闭母线采用共箱母线，330kV 及以上全封闭母线采用分箱母线，而介于这两级电压等级之间的全封闭母线两种形式都有采用。

20 世纪 70 年代初，中国第一套 110kV 全封闭母线在丹江口水电站投入运行，用作 110kV GIS 的母线及出线元件。80 年代初国产 220kV 全封闭母线投入运行。90 年代初天生桥水电站等工程采用了中日合资生产的 500kV 全封闭母线。进入 21 世纪，在环境保护和资源节约的要求下，采用 GIS 的变电站越来越多，GIS 的电压等级也越来越高，750、1000kV GIS 全封闭母线相继在中国的变电站中得到应用。



resuo dianlan zhongduan

热缩电缆终端　(heat-shrink terminal)　用高分子聚合物的基料加工成绝缘管、应力管、伞裙等在现场经装配加热能紧缩在电缆绝缘线芯上的一种电缆终端。主要用于35kV及以下挤包绝缘电缆线路。

以高分子聚合物经挤压工序加工成管子和模压件后，通过电子束（也有采用γ射线的）辐照交联，再经过扩张工序，做成装配电缆终端用的具有弹性记忆的应力管（见电缆应力锥）、抗电碳痕管、三叉手套、伞裙等热缩部件。在安装电缆终端时，将这些部件套上电缆芯，用丙烷枪或喷灯加热，使这些部件受热后紧缩在电缆末端上，代替传统电缆终端的瓷套管、电缆胶、底盘和外壳等笨重部件，因此热缩电缆终端非常轻巧紧凑，工艺简单省时。

高分子聚合物在选定的温度下，通过辐照交联，产生了能保持在这个温度时的几何形状，其后如任其变形（即扩大或拉伸），暂时改变了形状，只需再经加热，又能自由复原到选定温度时的形态，这种物理特性称作弹性记忆。热缩终端的部件，都具有弹性记忆性能。

抗电碳痕管　用分子键牢固的高分子聚合物材料做成的管子（例如硅橡胶管），以代替电缆终端中传统的瓷套管。抗电碳痕管两端内壁涂有黏结剂，以便密封。高分子聚合物用作电缆终端表面时，在潮湿的空气中带有漏电电流，在湿度不大时，表面局部被电流烤干，形成绝缘较高的干领圈，承受了全电压，促使干领圈局部放电，电离后的臭氧夺取了炭氢聚合物的氢原子，残留碳原子，使管子表面形成碳化树枝状通路，最后导致击穿。因此，具有分子键结构牢固性能的抗电碳痕聚合物是热缩终端的重要材料。

三叉手套　用在三芯电缆的热缩终端中，防止雨水从三根绝缘线芯的空隙处进入电缆内，兼有绝缘线芯分开处护套作用的手套状部件。

伞裙　为了增加电缆终端表面的泄漏距离，用分子键结构牢固的抗电碳痕聚合物压制成可热收缩的伞状部件，按环境和电压不同，在电缆终端上套上一定个数的伞裙，收缩在抗电碳痕管上。

rengong qihou shiyanshi

人工气候实验室　(artificial climatic chamber; climatizer)　在人造的、理想化的、受控气候环境下，进行交、直流高压电气设备耐受不同气候条件影响能力的实验设施。它的主要任务是：①通过模拟单一或多个气象因子，进行一个或多个气象因子下的高电压试验技术研究；②研究一个或多个气象因子对高压电气设备绝缘特性的影响。由于高压电气设备外绝缘放电规律和绝缘材料加速气候老化性能都必须依靠试验来确定或评估，因此，人工气候环境的创造是发展高电压试验技术和开发新的绝缘材料必不可少的。

在高电压技术研究领域，人工气候实验室通常都作为高电压实验室的一个组成部分。如法国电力公司高压实验室、意大利电工技术试验中心高压实验室、俄罗斯圣彼得堡国立工业大学高压实验室、瑞典输电中心高压实验室、美国电力研究院高压输电中心、中国西安高压电器研究所、中国重庆大学输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室、中国电力科学研究院、中国国网电力科学研究院都设有人工气候实验室。

高压电气设备绝缘性能的研究至少有三方面的试验需要在人工气候实验室内进行：①不同海拔高度的电气设备的外绝缘试验；②电气设备的覆冰、淋雨以及在覆冰（覆雪）、淋雨、结露等条件下电气设备（包括输变电设备的相间或极间绝缘、断路器断口间绝缘）与输电架空线路绝缘子（串）的放电特性试验；③复合绝缘子的加速气候老化特性试验（类似绝缘寿命试验）。因而，人工气候实验室也有三种相应的功能：①模拟不同海拔高度的大气压力（包括温度、湿度变化）；②模拟各类绝缘子覆冰（覆雪）、淋雨、结露等自然现象；③模拟和强化大气中的日光、热、降水、污秽、湿度等因子，以求在不改变绝缘材料老化机理的条件下获得接近于自然气候因子在内的加速老化试验结果。实际上，人工污秽实验室也属于一种特殊类型的人工气候实验室，它研究的对象是污秽绝缘子在雾（包括沿海盐雾）条件下的表面绝缘特性。

人工气候实验室的尺寸通常由高压电气设备试品及其部件的最高电压决定。除装有高电压试验电源外，依据不同的研究目标，装有模拟不同气象因子的发生装置及其可控调节系统和各种气象、电气数据的自动采集及监测装置。

研究温度、湿度、大气压力对绝缘性能影响的人工气候实验室和模拟电气设备覆冰（覆雪）、淋雨、结露的人工气候实验室一般设计成一个综合的多功能的人工气候实验室，通常装有大功率空气压缩系统、大功率制冷机与加热器、湿度发生器以及可控的气压、温度和湿度调节系统、人工淋雨装置和冷雾发生器以及可控调节系统、风模拟和风速调节系统。一般气压可设为0.30～1.0个大气压，温度可设为－40～＋60℃，湿度一般可设为相对湿度10%～100%，风速可设为0～12m/s。通过雾雨喷淋系统，可分别在导线及绝缘子表面形成雾凇、雨凇和混合凇等多种冰型；通过温度与湿度的调节还可在绝缘表面凝露。此类人工气候实验室通常还可以进行断路器、隔离开关的冷冻结冰试验、电气设备的冷热循环试验。模拟有机复合绝缘材料加速气候老化的人工气候实验室，通常装有可以调节的太阳光、温度、湿度、降雨和盐雾发生装置。国际大电网会议（CIGRE）推荐了一种有机绝缘的加速气候老化方法。该方法已引进国际电工委员会（IEC）有关复合绝缘子的试验标准，其中气候老化因子包括：紫外线照射系统（在紫外线区域内具有太阳光一样的光谱），温度可在室温至＋50℃间调节，湿度可控制在相对湿度98%以上，调节降雨量不小于1.0mm/min，盐雾不小于7.0kg/m³。由于各国所处自然地理环境不同，气候老化因子的选择及其作用时间与顺序即试验程序都有所不同。美

国电力研究院高压输电中心建成了世界上最大的加速老化实验室，空间为 12.2m×18.3m×7.6m。另外，此类人工气候实验室还可以附有机械负荷装置、循环水净化—冷却装置和可产生工业污染气体（如二氧化硫、二氧化氮等）的控制器。

rongxing ouhe

容性耦合 (capacitive coupling) 电磁骚扰源通过电路或系统之间的电场并以互电容（耦合电容）形式作用于敏感对象的电磁耦合方式。容性耦合又称电场耦合，可以采用静电场理论直接分析，也可以先采用静电场原理计算部分电容，再采用电路理论间接分析。解决容性耦合的有效措施是尽量减小骚扰源和敏感对象之间的互电容。

原理分析 容性耦合中的部分电容可以借助于静电感应（见高电压静电感应）原理来分析计算。对于一个由 $(n+1)$ 个导体组成的静电独立系统，其系统的电场分布只与系统内各带电导体的形状、相互位置和电介质的分布有关，而与系统外的带电导体无关，并且电位移通量全部从系统内的带电导体发出又全部终止于系统内的带电导体，也就是说系统内电荷的代数和等于零。设电位参考导体的编号为 0，即 $\varphi_0=0$，其余 n 个导体编号依次为 1、2、…、n，相应导体上的电荷和电位分别为 q_1、q_2、…、q_n 和 φ_1、φ_2、…、φ_n。由静电场理论可知，n 个导体上的电荷与各导体间电位差即电压的关系为

$$
\begin{aligned}
q_1 &= C_{10}(\varphi_1-\varphi_0)+C_{12}(\varphi_1-\varphi_2)+\cdots+C_{1n}(\varphi_1-\varphi_n)\\
q_2 &= C_{21}(\varphi_2-\varphi_1)+C_{20}(\varphi_2-\varphi_0)+\cdots+C_{2n}(\varphi_2-\varphi_n)\\
&\vdots\\
q_n &= C_{n1}(\varphi_n-\varphi_1)+C_{n2}(\varphi_n-\varphi_2)+\cdots+C_{n0}(\varphi_n-\varphi_0)
\end{aligned}
$$

式中 C_{i0} 为导体 i 对参考导体的自部分电容；C_{ij} $(i\neq j)$ 为导体 i 和导体 j 之间的互部分电容。实际中，自部分电容又称导体对地的自电容，互部分电容又称两个导体之间的互电容。自电容和互电容均为正值，且有 $C_{ij}=C_{ji}$。图 1 给出了 (2+1) 导体系统的部分电容示意图。

图 1 (2+1) 导体系统的部分电容

等效电路 图 2 表示端接高阻抗或终端开路传输线间的容性耦合，它既可以反映高压输电线路与邻近通信线路间的容性耦合，也可以反映印制板上相邻印制线之间的容性耦合。用于两传输线间容性耦合分析的等效电路模型如图 3 所示，图中 $\underline{U}_S$ 和 Z_S 分别为图 2 中传输线 1 的等效电压源的电压和内阻抗；Z_L 为传输线 2 的等效负载阻抗；C_{10} 和 C_{20} 分别为传输线 1 和传输线 2 的自电容；C_{12} 为传输线 1 和传输线 2 之间的互电容。

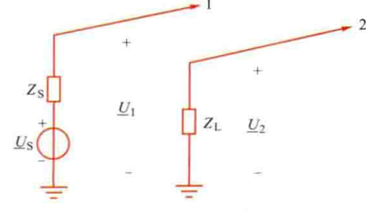


图 2 端接高阻抗或终端开路传输线间的容性耦合

实际工程中，通常 C_{10} 和 C_{20} 远大于 C_{12}，即容性耦合为弱耦合。对于骚扰源回路，由于互电容 C_{12} 的阻抗远大于自电容 C_{10} 的阻抗，可以近似认为互电容 C_{12} 支路为开路。对于敏感对象回路，由于互电容 C_{12} 的阻抗远大于自电容 C_{20} 的阻抗，可以近似认为图 3 中电压 $\underline{U}_1$ 全部施加在互电容 C_{12} 上，流经互电容 C_{12} 的电流 $j\omega C_{12}\underline{U}_1$ 直接注入敏感对象回路。图 4 表示工程中常用的容性耦合分析的简化等效电路。

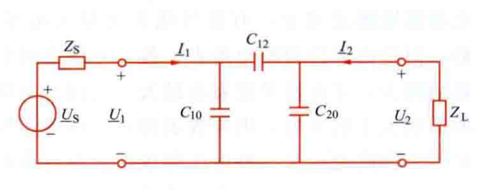


图 3 容性耦合分析的等效电路

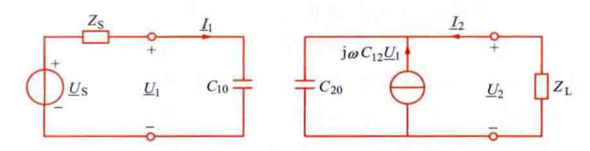


图 4 容性耦合分析的简化等效电路

抑制措施 减小容性耦合的关键是减小骚扰源和敏感对象之间的互电容。从电场强度的角度来说，主要是降低敏感对象周围空间的电场强度。应用的主要方法和措施有：①增加骚扰源和敏感对象之间的距离；②采用静电屏蔽措施，在骚扰源和敏感对象之间插入导电材料。在实际中，针对不同情况采用的静电屏蔽措施也不相同。主要有：①尽可能地使用屏蔽电缆或将未加屏蔽的电缆放到金属管或金属槽中；②将敏感对象放到金属屏蔽盒或屏蔽室内；③将敏感对象放到经过金属镀膜的塑料屏蔽盒内；④对于传输线，可以在产生骚扰的传输线和敏感传输线之间铺设单端或双端接地的金属屏蔽线。

ruanmuxian

软母线 (flexible busbar) 由铝绞线（或铜绞线）、钢芯铝绞线等软导体材料构成的母线。软母线的选择方法按照母线选择的一般条件进行，与硬母线选择不同，它不需要考虑微风振动的问题，机械计算也比较简单。软母线的选择往往由长期工作时的发热条件控制。如果采用由多根软导线构成的分裂式软母线，则还包括子导线排列方式、分裂间距和子导线最小直径等选择内容。

子导线排列方式 综合考虑导体的载流量、电场强度和金具三个因素：①导体的载流量。分裂导线中由于子导线相互靠近使各子导线内电流密度不再是均匀分布，这种现象称为邻近效应。邻近效应使分裂导线总的载流量下降，不同排列方式的子导线的邻近效应不同，载流量也就不同。总截面相等的三分裂导线，水平排列时载流量比三角形排列时约低 6.5%。②电场强度。分裂导线中由于子导线之间的相互影响，使子导线表面各点电场强度不同，这种现象称为附加影响效应。不同排列方式的子导线，表面电场强度的附加影响不同。总截面相同的三分裂导线，水平排列比三角形排列子导线表面最大电场强度约高 4.5%。导线表面电场强度增加，使电晕损耗和电晕无线电干扰水平都增大。③金具主要是分裂导线的间隔棒，通常是选择最简单的间隔棒型式，并使支接引下线连接最方便。

分裂间距 两根子导线之间的中心距离。当分裂间距增

大时，导线等效半径增加，平均电容也增加，导线表面平均电场强度随之增加，有使导线表面最大电场强度增大的趋势。但是由于分裂间距增大，各子导线之间电场分布的附加影响减少，又有使导线表面最大电场强度下降的趋势。前者的影响大于后者时，则导线表面最大电场强度增加，反之则减少。因此对应每一种电压等级的分裂导线都存在着一个最佳分裂间距，对应的导线表面最大电场强度最低。通常是计算出分裂导线表面最大电场强度随分裂间距的变化曲线，根据曲线最低点求得最佳分裂间距。220kV 二分裂导线最佳分裂间距为 120mm；330kV 二分裂导线的最佳分裂间距为 250mm；500kV 三分裂三角形排列导线的最佳分裂间距为 400mm，水平排列导线的最佳分裂间距为 200mm。

子导线最小直径　按照电晕无线电干扰条件决定子导线的最小直径。通常计算出电晕无线电干扰水平随子导线直径的变化曲线，再根据允许的电晕无线电干扰值求得允许的子导线最小直径。例如 500kV 变电站二分裂导线、分裂间距 400mm，子导线最小直径的计算值为 44.5mm，考虑一定的安全裕度，取子导线最小直径为 50mm。

按照上述软母线的选择方法，在各电压等级配电装置中选用分裂导线的情况是：35～220kV 软母线通常采用单根 LGJ-185～700 导线或者二分裂 LGJ-185～700 钢芯铝绞线，330kV 软母线通常采用二分裂 LGJ-400 钢芯铝绞线，750kV 和 1000kV 软母线通常采用二分裂和四分裂 JLHN58K-1600 扩径铝合金耐热导线。

Ruidian Huoersiyang dianyayuanxing zhiliu shudian gongcheng

瑞典霍尔斯扬电压源型直流输电工程　(Hellsjön VSC－HVDC transmission project in Sweden)　世界上第一个采用电压源换流器（VSC）技术进行输电的试验性工程，工程容量为 3MW，直流电压为±10kV，两侧交流电压均为 10kV。工程的起点位于瑞典中部的霍尔斯扬换流站，经过一条用交流线路改造的 10km 架空线路，将电能传送到位于瑞典中部的哥狄斯摩处的换流站。输电工程既可以将电能输送给哥狄斯摩的交流电网，也可以向哥狄斯摩交流电网的孤立负荷直接供电。在后一种情况下，相当于电压源直流输电系统向无源负荷供电，此时负荷的电压和频率均由电压源型直流输电的控制系统决定。工程由 ABB 公司设计建造，用来展示基于 VSC 的直流输电技术在电网中的应用。工程在世界上首次实现了基于电压源换流器的直流输电技术的工程化，于 1994 年开始研发，1997 年 3 月投入试运行。工程现场运行的经验表明，采用高频脉宽调制技术（PWM）的电压源换流器适合小容量的高压直流输电系统，可以为交流系统提供许多有益的特性。

换流站主接线　采用直流双极接线方式。两侧换流站交流侧连接 10kV 交流系统，直流侧经过平波电抗器分别连接于±10kV 直流电缆。由于换流器采用 PWM 进行调制，产生大量谐波，换流站在与交流系统连接处设置了交流滤波装置。

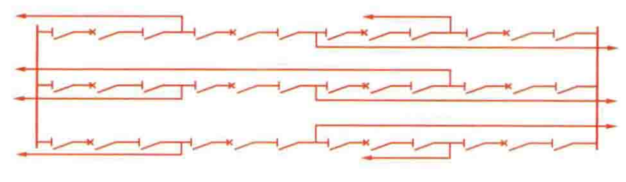
换流站主要设备　每个换流站包括换流器、控制装置、换流电抗器、直流电容器和交流滤波器等。换流器为基于 IGBT 串联的两电平结构。阀、直流母线和直流电容器采用低电感的设计以降低阀关断时的过电压。门极驱动单元的功率从 IGBT 承受的电压上取能。半导体器件采用去离子水冷却。每个绝缘栅双极型晶体管（IGBT）的通断命令由控制设备（大地电位）通过光纤发送。调制方式为 PWM。换流站可以进行站内监控或者通过一条电话线路进行远程监控。



sanfenzhisi duanluqi jiexian

三分之四断路器接线 (4/3 breaker configuration)

三个引出回路通过四台串接断路器（称作一串）分别接到两组主母线上的电气主接线。每台断路器的两侧均装设一组隔离开关，供检修断路器时隔离之用，见图。在串数较少的接线中，还在各引出回路上装设一组隔离开关，当该回路停止运行时，可以断开此隔离开关，以保持两组主母线并列运行。在串数较多时（通常为三串及以上），不会因为引出回路停止运行造成两组母线解列，因此在引出回路上取消隔离开关。



三分之四断路器接线

三分之四断路器接线通常用于进线回路数及其容量与出线回路数及其容量相差一倍左右的变电站和发电厂中。由两回出线和一回进线、或由两回进线和一回出线组成一串，容量较大的回路接在此串的中间，容量较小的两个回路接在此串的两端。

与一个半断路器接线相比，此接线使用的断路器数量较少，而继电保护复杂一些。当检修一台断路器而另一台断路器又发生故障时，停电线路最多可达三回，即一串中的三回线路可能同时停电。由于此三回线路输入和输出电力基本平衡，相当于一个半断路器接线中一串停电的情况，因此这两种接线的供电可靠性是相当的。

此接线在国外少数发电厂中采用，例如加拿大哥伦比亚水电局所属的水电站曾采用此接线。在中国的一些发电厂中也有采用，例如沙岭子火力发电厂和二滩水电站的500kV升压站电气主接线（部分）采用了三分之四断路器接线，满足了工程对可靠性和配串的要求。

Sanxia-Changzhou ± 500kV zhiliu shudian gongcheng

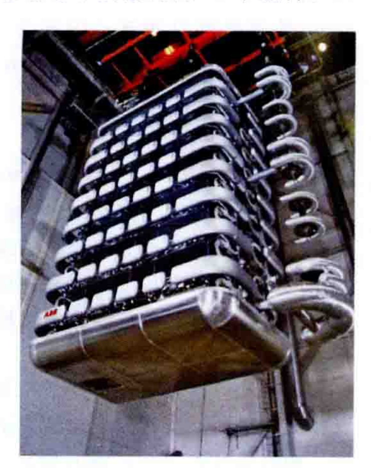
三峡—常州±500kV直流输电工程 (Three Gorges to Changzhou ±500kV HVDC project)

三峡电力送出的标志性工程，三峡送电华东的主干通道，中国继葛洲坝—上海、天生桥—广州之后的第三个大型直流输电工程。首次引进了国际先进的主设备制造技术，是当时世界上单个换流器功率最大的工程。2000年7月工程正式开工建设，2002年12月单极投运，2003年6月双极投运，工程建设历时3年。途经湖北、安徽、江苏3省，输电距离860km，额定直流电压±500kV，额定直流电流3000A，双极额定容量3000MW。工程送端龙泉换流站位于湖北省宜昌市龙泉镇，受端政平换流站位于江苏省常州市武进县，具有远距离输电和大区电网（华中电网和华东电网）非同期联网的性质。

换流站主接线 两端换流站均为双极接线方式，中性点均接地。每极采用一组12脉动换流器，并按极配置相应的平波电抗器、直流滤波器、开关设备、测量装置和过电压保护设备等。交流网侧电压为500kV，采用一个半断路器接线，交流滤波器每3小组组成一大组，共分成3大组，每大组形成独立的滤波器单母线，该母线作为一个元件接入500kV串中。工程运行方式有：①双极运行；②单极大地回线运行；③单极金属回线运行；④功率反送运行；⑤降压运行。

换流站主要设备 包括换流阀、换流变压器、平波电抗器、交流滤波器和无功补偿和直流滤波器等。

换流阀 工程采用5英寸电触发（ETT）的晶闸管元件（见图）。两端换流阀均采用空气绝缘，水冷却，户内悬挂式，双重阀结构。龙泉换流站每个换流阀由15个组件，90个晶闸管组成；政平换流站每个换流阀由14个组件，84个晶闸管组成。每阀中的冗余晶闸管级3个，每个组件有6个晶闸管级。晶闸管的额定电压为7.2kV，额定电流为3000A，浪涌电流为36kA。



三峡—常州±500kV直流输电工程换流阀

换流变压器 两站采用单相双绕组的换流变压器，每极6台，每站各14台（其中2台为备用）。绕组接线Yny、Ynd，变压器漏抗16%。龙泉换流站单台变压器的额定容量为297.5MV·A，额定电压为$(525/\sqrt{3})/210.4$ kV、$(525/\sqrt{3})/(210.4/\sqrt{3})$kV，抽头调节范围为−5%～+25%，每级1.25%，冷却方式为OFAF。政平换流站单台变压器的额定容量为283.7MV·A，额定电压为$(500/\sqrt{3})/200.4$kV、$(500/\sqrt{3})/(200.4/\sqrt{3})$kV，抽头调节范围为−2%～+26%，每级1.25%，冷却方式为强迫油循环导向风冷（ODAF）。允许的直流偏磁电流（等效至交流侧的电流）为15A。

平波电抗器 采用强油风冷、油浸式，每极1台，每站3台（其中1台备用），单台平波电抗器额定电感为270mH，持续运行额定电流3047A。

交流滤波器和无功补偿 滤波器设计的要求是：龙泉换流站交流母线3次和5次谐波畸变率应不超过1.25%，其他各奇次谐波的畸变率应不超过1.0%，偶次谐波的畸变率应不超过0.5%，各次谐波电压畸变之和不大于1.75%，电话谐波波形系数不大于1%。政平换流站各次谐波的畸变率

应不超过1.0%，各次谐波电压畸变之和不大于1.5%，电话谐波波形系数不大于1%。龙泉换流站配备了4组HP11/13滤波器、3组HP24/36滤波器，每组容量140Mvar；2组HP3滤波器，每组容量118Mvar，共分3大组。政平换流站配备了5组HP12/24滤波器，每组容量220Mvar；4组并联电容器，每组容量190Mvar。

直流滤波器　两换流站的每极各配备调谐频率为12/24次和12/36次的双调谐滤波器各1组。直流线路中的等效干扰电流，在双极运行时按小于500mA设计，单极运行时按小于1000mA设计。

直流线路　龙泉—政平直流输电线路是三峡电站向华东送电的第一回直流输电线路，导线采用4×ACSR-720/50钢芯铝绞线，线路全长860km，全线有2007基铁塔，主要塔型为自立式直线塔和干字型耐张塔。直流线路中的芜湖长江大跨越是中国跨距最大、高度最高的输电线路钢管铁塔跨越。工程全长3050m，其中长江跨越档距1910m，有4基钢管塔，其中主跨越塔2基。

接地极和接地极引线　龙泉换流站距青台接地极线路全长42.3km，接地体为线埋单圆环形，电极设计半径360m。政平换流站距迈步接地极线路全长33.2km，接地体为线埋双椭圆环形，外环为半径225m的两个半圆环两端部以400m的直线部分相连；内环为半径150m的两个半圆环（与外环同心），中间同样以400m直线相连。

sanxiang jiaoliu shudian

三相交流输电　(three phase AC power transmission)

以三相交流电的形式实现电能输送。电能的生产、输送、分配和消费由电力系统来实现。在电力系统中，发电厂发出的电能通过升压变压器和高压、超高压或特高压输电线路，以及降压变压器被送到消费地区。三相交流输电通常简称为交流输电。

三相交流电　在电力系统三相交流输电中，A、B和C三相交流电压、电流波形通常为正弦波，幅值相等、频率相同、相位角互差120°，瞬时值之和均为零，它们是对称的。三相电路可以连接成星形（Y）或三角形（△）。星形连接时，线电流等于相电流，线电压等于相电压的$\sqrt{3}$倍；三角形连接时，线电压等于相电压，线电流等于相电流的$\sqrt{3}$倍。无论是星形连接还是三角形连接，三相输送功率均可表示为

$$\left.\begin{aligned} P &= \sqrt{3}U_l I_l \cos\varphi \\ Q &= \sqrt{3}U_l I_l \sin\varphi \\ S &= \sqrt{3}U_l I_l \end{aligned}\right\} \qquad (1)$$

式中P为有功功率；Q为无功功率；S为视在功率；U_l为线电压；I_l为线电流；φ为某相电压与该相电流的相位差。这些值除φ外均为有效值。

在1882年出现直流输电、1885年出现单相交流输电后，1891年德国人首先实现了三相交流输电。该工程从拉芬镇到法兰克福，全长175km。该工程的建设奠定了近代输电技术的基础。三相交流输电早已成为世界各国主要的输电方式。

基本特点　与单相交流输电相比，三相交流输电的主要优点是：①三相发电机和输电线比单相同容量的发电机和输电线省材料；②三相电机的瞬时功率与时间无关，电机运行平衡；③三相电流在电机中产生旋转磁场，三相电动机结构较简单，比单相同容量的电动机省材料，性能好，工作可靠。交流输电是电力系统的重要组成部分，交流电力系统要求并列运行的各发电机保持同步运行，否则系统中各节点电压、各支路功率将大幅度波动，如不能及时恢复同步，系统将失去稳定。

与直流输电相比，交流输电的优点往往是直流输电的缺点，反之亦然。主要特点：①经济性。直流线路投资较低，而换流站投资大，输电距离越长，用直流输电越经济。中国交、直流输电经济比较的等价距离：架空线路为600～1000km，电缆线路为24～48km。②可靠性。交流输电故障频率较低，严重故障和多重故障后的持续时间较长；直流输电可用率较低，单极故障的频率较高，但故障持续时间短，要根据具体情况进行具体分析。③用纯直流联网，运行管理简单方便，一侧电网发生故障时不易波及另一侧，两网之间无稳定性问题，还可将不同频率或不同步的系统互联。而交流联网时电网之间会产生相互影响，在电网结构比较薄弱的电网中安全稳定性问题可能比较突出。④直流输电控制方便、速度快，但控制系统比较复杂，技术要求比交流输电高。⑤直流断路器价格昂贵，建立多端直流输电网较为困难，而交流断路器投资低，形成交流输电网比较容易。

综上所述，交流输电是一种相当优越的、可广泛使用的输电方式，而直流输电更适用于不同频率系统互联以及较长海底电缆等情况。对于远距离输电和一般电网互联，则需根据具体情况对交流输电和直流输电进行全面技术经济比较后才能确定。

基本要求　对三相交流输电线路和输电网络的规划设计，国际上没有统一标准。根据中国有关导则的规定，基本要求是：①输电线的建设要和电源建设协调配合，适应各地区负荷的发展；②输电网应具有有关导则所规定的抗干扰能力，防止大面积停电；③要满足可靠性的要求，有足够的充裕度和安全度；④要按照“分层分区”的原则，合理布局，搞好电网结构，加强主干网络；⑤无功功率要基本上按电压分层和分区就地平衡，保证电压质量；⑥短路电流不超过设计要求，不超过当时设备制造水平；⑦过电压不超过允许值；⑧经济合理，并考虑分期建设和过渡方便。三相交流电波形应保持正弦波，且三相对称，当超过国家标准的允许值时应加以治理。

问题及措施　三相交流输电在中国和许多国家已进入超高压、大容量、远距离和大电网阶段。运行实践表明，交流系统固有的稳定问题更加突出：①静态、暂态和动态稳定破坏，电压崩溃和频率崩溃等事故时有发生，波及面广，并引发了多次大面积停电，后果严重；②交流远距离输电线路阻抗大，输送能力受系统稳定条件限制；③由于环境因素影响，建设新线路受到限制，要求提高已建线路和新建线路单回线输电走廊的输送能力。

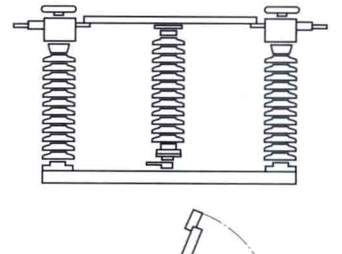
为保证交流输电系统的安全稳定运行和提高交流输电线的输送能力，在电力系统规划设计阶段可供选择的稳定措施和输电方式主要有：①提高交流输电线路电压等级，加强电网结构，增加线路；②采用串联电容补偿或采用并联补偿；③中间建设开关站；④快速切除故障；⑤合理配置安全稳定

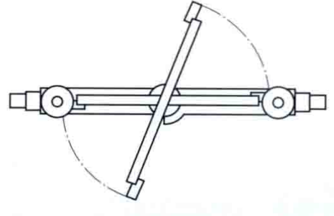
控制装置；⑥改善发电机励磁系统；⑦采用直流输电；⑧采用灵活交流输电；⑨采用多相交流输电；⑩采用紧凑型交流线路输电等。后三种措施尚处在研究和初期阶段。选择哪种输电方式和采取哪些稳定措施需根据具体情况全面分析比较后才能确定。

sanzhushi geli kaiguan

三柱式隔离开关 (three-post type disconnector)

由三个垂直布置的绝缘支柱及其他部件组成，断口方向与底座平面平行，使回路在两处断开的隔离开关。中间支柱的顶部安装水平导电臂，随着中间支柱的旋转而改变位置。两个边侧支柱固定不动，其顶部均安装静触头。合闸时，水平导电臂插入两端的静触头；分闸时，中间支柱带动水平导电臂旋转60°，在两侧静触头之间分别形成空气间隙，其隔离作用是由两个串联空气间隙形成的。其结构示意如图所示。





三柱式隔离开关结构示意图

三柱式隔离开关由于其支柱较多，加大了擦洗支柱绝缘子的工作量；中间支柱需要同时操作两个水平活动导电臂，其操作力较大。但它所要求的相间距离较小，故在220～330kV配电装置中应用较多。由于它的纵向尺寸较大，用作母线隔离开关时，需要增加母线相间距离，从而增加配电装置的占地，因此一般都将三柱式隔离开关用作出线或进线隔离开关。在500kV配电装置中，由于它的纵向尺寸太大，水平活动臂太长，操作时会产生抖动，故一般都不采用。

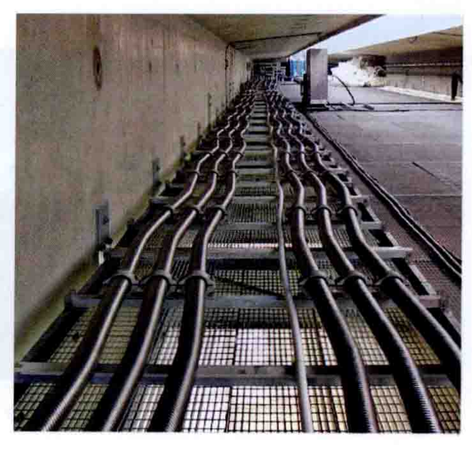
Shanghai Lingang-Yangshan 110kV jiaoliu qiaoliang fushe dianlan gongcheng

上海临港—洋山110kV交流桥梁敷设电缆工程

(Shanghai Lingang to Yangshan 110kV through bridge AC cable project) 中国最长的敷设于跨海桥梁上的高压电缆工程（见图）。工程电缆从上海南汇芦潮港开始，沿东海大桥敷设，在嵊泗小洋山岛下桥，进入洋山深水港降压站。工程设计容量为102MW。工程是上海国际航运中心洋山深水港区一期工程配套工程的一部分。工程于2004年10月开工，2005年9月竣工。2005年9月21日两条电缆线路正式投入运行。工程竣工后解决了上海国际航运中心洋山深水港区的电源配套问题。

工程组成和主要技术经济指标 新敷设两回110kV交联电缆，线路长度约38km，其中桥梁部分敷设长度约27km，陆上部分约11km。共安装电缆接头312相，电缆终端12相。

桥梁部分电缆采用110kV铜芯630mm^{2}单芯交联聚乙烯绝缘波纹铝护套聚氯乙烯阻燃外护套电力电缆，电缆总外径为100.3mm，空气中质量为13.96kg/m。陆上部分采用110kV铜芯630mm^{2}单芯交联聚乙烯绝缘铅护套聚乙烯护套电力电缆，电缆总外径为93.3mm，空气中质量为22.35kg/m。



上海临港—洋山110kV交流桥梁敷设电缆工程现场

电缆接头采用全预制式结构，桥梁部分电缆接头铜盒采用至少两处刚性固定，并采用氯丁橡胶垫等方式提高电缆接头的防振水平。

工程特点 工程具有桥梁和电缆伸缩对电缆运行影响大、汽车及风荷载等因素产生的振动对电缆运行影响大、电缆接地点借助大桥结构、大桥箱梁留孔及内部空间有限和充电电流大影响运行等特点。

为解决桥梁和电缆伸缩对电缆运行的影响，在桥梁伸缩量较大的区域，通过安装电缆伸缩弧装置，利用装置的形状变化来吸收桥梁伸缩量，避免桥梁伸缩影响电缆运行。共安装了4套大型电缆伸缩弧装置和73套小型电缆伸缩弧装置。在电缆接头铜盒与预制件之间采用可相对滑动结构，解决了电缆热伸缩效应。在桥梁部分还采用了水平布置电缆蛇形敷设方式来吸收电缆热伸缩。

汽车及风荷载等因素产生的振动对电缆运行影响大。通过合理选择电缆护套类型、调整电缆支架间距及采用防振橡胶等措施，收到了预想的效果。

电缆接地点要求接地可靠，工程利用大桥钢筋接地有效减小了接地电阻，节约接地材料并能达到均衡电位作用。

大桥箱梁留孔及内部空间有限。在尽量不改变桥梁结构、荷载等条件的前提下，充分利用桥梁箱梁空间进行电缆蛇形敷设，大大降低了工程造价。

由于线路受电距离长，电缆充电功率大，对系统的无功电压水平影响比较大，而且操作过电压发生概率比较高，影响电缆的安全运行。通过在110kV电缆两端安装并联电抗器，平衡电容电流保证正常运行电压水平，并采用避雷器防止操作过电压事故，进一步减小操作过电压发生的可能性。

Shanghai Nanhui dianyayuanxing zhiliu shudian gongcheng

上海南汇电压源型直流输电工程

(Shanghai Nanhui VSC-HVDC transmission project) 中国乃至亚洲第一个基于电压源型换流器的直流输电工程。整个工程从科研、设计、制造、施工、调试、运行，均具有自主知识产权。工程取代原有交流线路，将南汇风电场接入交流主网系统，其容量和电压为20MV·A和±30kV，传输功率为18MW。工程位于上海市浦东新区东南部临港新城附近，其中风电场换流站（见图1）位于南汇区沿海围垦滩涂上，与

现有的南汇风电场相邻；书柔换流站坐落在书院镇，线路全长约 8km。工程于 2009 年开工建设，2011 年 7 月正式投入运行。



图 1 上海南汇风电场换流站（王彦 提供）

换流站主接线 两端换流站均采用单极对称，中性点接地方式。直流侧母线增设极隔离开关，交流侧均连接于 35kV 交流母线。由于换流站能够独立产生无功且谐波分量小，换流站无无功补偿装置和交流滤波装置。

换流站主要设备 包括电压源型直流输电换流阀、阀基控制器、联接变压器、阀电抗器、起动电阻和直流接地电阻。

换流阀 采用空气绝缘，水冷却，户内塔式结构模块化多电平（MMC），每相桥臂为一个换流器阀塔，阀塔为四层背靠背叠加立式结构，每个阀塔有 56 个子模块（其中包括 6 个热备用和 2 个冷备用子模块），每个子模块主要由 IGBT、电容器、旁路开关、取能电源、均压电阻、保护晶闸管和子模块控制器等组成。阀厅如图 2 所示。

阀基控制器 采用双冗余设计，每站各有 A、B 两套控制器。每套控制器有电流控制单元、桥臂控制单元和桥臂电流测量单元。①电流控制单元实现站内桥臂换流控制和全局保护；②桥臂控制单元实现换流阀子模块电容电压平衡控制和换流阀保护；③桥臂电流测量单元主要是与光 CT 接口进行桥臂电流测量，为换流阀正常运行提供相应的保护。其主要功能是实现换流阀安全运行的控制和保护。



图 2 上海南汇电压源型直流输电工程阀厅（王彦 提供）

联接变压器 采用三相双绕组、油浸式、无载调压的常规变压器，每站各 1 台。阀侧经联接变压器中性点高阻接地，自冷却方式。主要功能是进行换流站和交流系统之间能量交换，并起换流电抗的作用、抑制电压电流谐波量、阻止零序电流在交流系统和换流站之间流动等。

阀电抗器 采用单相干式空芯电抗器，户内安装，每站各 6 台，分别串联于 6 个桥臂换流阀和交流侧之间。其主要功能是抑制换流器输出电流和电压中的开关频率谐波量，获得期望的基波电流和基波电压。

起动电阻 采用单相柜体立式结构、空气自然风冷却。户内安装，每站各有 3 台起动电阻器，其主要功能是限制换流阀的充电电流。

接地电阻 采用单极柜体立式结构、空气自然风冷却。户内安装，每站各有 2 台，分别由正负极直流母线接地，其主要功能是保证直流母线电压的平衡性。

Shanghai Sanlin-Jing'an 500kV jiaoliu dianlan gongcheng

上海三林—静安 500kV 交流电缆工程 （Shanghai Sanlin to Jingan 500kV AC cable project） 连接上海浦东地区三林 500kV 变电站与市中心全地下静安 500kV 变电站之间的电缆工程（见图）。工程设计容量为 1800MW，是中国第一个长距离敷设 500kV 交联电缆线路工程，也是世界上首个采用 500kV 整体预制式中间接头的交联电缆线路工程。电缆隧道工程于 2007 年 7 月 5 日开工，电缆线路工程于 2009 年 4 月 6 日开工，整个工程于 2010 年 3 月 1 日竣工。2010 年 3 月 20 日两条 500kV 电缆线路正式投入运行。工程是静安（世博）500kV 输变电工程的一部分，工程竣工投运后显著解决了上海部分中心城区电力供应紧张问题。



三林—静安 500kV 交流电缆工程外景（刘应金 摄）

工程组成和主要技术经济指标 工程新建专用电力隧道长约 15.3km，新敷设两回 500kV 电缆全线敷设在专用电力隧道内，线路长度约 15.6km。共安装电缆接头 147 相，电缆终端 12 相。

专用电力隧道有圆形、矩形两种结构，并分别有圆形直径 ϕ3.5m、ϕ5.5m 和长方形 4m×2.1m 三种断面。两回路电缆全程均采用了垂直蛇形敷设固定三角形布置方式。其中在直径 ϕ3.5m 的隧道内，电缆蛇形敷设节距为 6.25m；在直径 ϕ5.5m 隧道以及长方形 4m×2.1m 断面隧道内，电缆蛇形敷设节距 6m。

工程第一回路电缆采用交流 500kV 铜芯 2500mm^2 单芯交联聚乙烯绝缘平铝护套低烟无卤阻燃外护套电力电缆，电缆总外径为 152mm，空气中质量为 39.5kg/m，电缆线路长度约 15.615km。第二条回路电缆采用 500kV 铜芯 2500mm^2 单芯交联聚乙烯绝缘波纹铝护套聚氯乙烯阻燃外护套电力电缆，电缆总外径为 167mm，空气中质量为 42.6kg/m，电缆线路长度约 15.657km。

工程直接为上海世博会和中心城区提供 500 万 kV·A 的变电容量。地下总建筑面积达 5.3 万 m^2。地面仅留主控室、进出口和进出风口，其余为公共绿地，与雕塑公园融为

一体。

工程特点　工程施工中成功应用了第二代变频联动敷设系统、500kV隧道内接头环境控制系统、电缆带电局部放电检测技术和隧道综合监控系统等最新科技成果，工程电缆敷设路径长、工井深、落差大、电缆重、隧道通信困难、交叉作业多，500kV接头对施工环境、工具、工艺的要求较高。

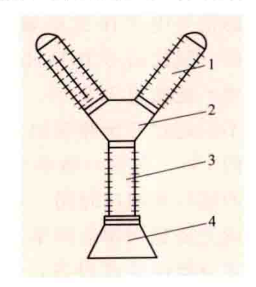
电缆敷设全部采用电动导轮和输送机联动方式，电缆从电缆盘经过1t输送机和支架平台进入隧道竖井，竖井内放置1～2台750kg输送机，电缆通过750kg输送机进入隧道。隧道内全线放置电动导轮，每两个电动导轮间距为3m。所有电动导轮与输送机均通过控制系统实现联动。电缆敷设速度平均为6m/min。

电缆附件安装过程中，使用充气膜在接头区域搭建了封闭式接头施工棚。将接头棚中的空气与隧道内的空气隔离开来，并对接头棚的空气进行净化处理，经过处理后的接头安装环境参数标准可以达到：温度控制在16～25℃，湿度控制在35%～70%，具有较高的洁净度。

电缆线路竣工试验采用空载充电24h方式，并于72h后进行所有接头的带电局部放电检测。隧道内采用消防、排水、排风、防侵入监控、温度监测等多个系统并实现了远程集成式综合监控。

shaoyou duanluqi

少油断路器　(low-oil circuit breaker)　利用变压器油或专用断路器油作为触头间的绝缘和灭弧介质，而对地绝缘采用固体绝缘件的断路器。典型的户外式高压少油断路器结构示意如图所示，它包含灭弧室、中间机构箱、支柱瓷套和底座等几个部分。



户外式高压少油断路器结构示意图
1—灭弧室；2—中间机构箱；3—支柱瓷套；4—底座

少油断路器是以欧洲国家为主发展起来的，在20世纪40年代，少油断路器的开断能力和使用寿命都很有限。自从采用了纵横吹式灭弧室后，其开断电流逐步上升。

少油断路器普遍采用梅花瓣形触头，中间过渡采用滚动触头，从而提高了分、合闸速度。为了提高触头的耐弧能力，减少金属蒸气，利用新发展的粉末冶炼技术制作了铜钨合金触头。应用玻璃钢承压筒也有效提高了弧区压力，减轻了灭弧室瓷套的机械负荷，大大增加了少油断路器的开断能力。液压机构的诞生，又使少油断路器的分、合闸速度达到5～10m/s（每个断口）。少油断路器的更大优点在于积木式体系的发展，例如20世纪50年代的252kV少油断路器由完全相同的两个支柱（每个支柱又包含两个完全相同的断口）合成，这给制造特别是大容量试验带来极大的方便，加速了少油断路器向超高压、特高压发展。

少油断路器灭弧室在小电流下的开断性能较差，为此，发展了机械油吹的灭弧室，使用压油活塞将新鲜油流不断压入正在进行开断动作的触头间隙，提高其介电强度，防止开断后的复燃与重击穿。使用逆弧原理，即在灭弧过程中，电弧分解成的高温油气流向上运动，动触头向下运动，使动触头端部（其上存在弧根）总是与新鲜油接触，以提高灭弧性能。此外，使动触头向下运动的同时，迫使下部的新油通过专设的油路从横向射入弧区，它也起到类似机械油吹的作用。

少油断路器经过不断地改进，其开断能力从20世纪50年代的16～21kA、60年代的31.5～40kA，提高至90年代的50～63kA，单断口电压等级达到$154/\sqrt{3}$kV，并采用积木式结构，能组合成各种电压等级的产品。

从世界范围来看，少油断路器的发展已停止。虽然在少油灭弧室中增加内压力还可获得更佳的参数，但它已逐渐被新发展起来的敞开式六氟化硫断路器所取代。

在中国，自60年代发展252kV少油断路器开始，少油断路器的开断电流由最初的16kA发展到40kA。少油断路器在中国部分110～220kV级的系统中仍在继续运行，但在新建的110kV及以上电压等级的工程不再采用。12～72.5kV级的少油断路器也将被真空断路器替代。

shepinchang ganying de chuandao saorao kangraodu shiyan

射频场感应的传导骚扰抗扰度试验　(immunity test to conducted disturbances, induced by radio-frequency fields)　为检验射频场感应的传导对电气和电子设备运行性能的影响而进行的试验。射频发射机产生的电磁场可能作用于连续安装设备的整个电缆上，虽然被骚扰设备（多数是较大系统的一部分）的尺寸比骚扰频率的波长小，但与其相连的输入和输出线缆（例如电源线、通信线、接口电缆等）的长度可能是几个波长，则这些线缆成为无源的接收天线网络，使得连接在线缆上的敏感设备受到线缆中流过的感应骚扰电流的影响。试验中用试验设备所产生的电压或电流所形成的近区电场和磁场来近似模拟来自实际射频发射机的电场和磁场。对来自射频发射机的9～150kHz频率范围内电磁场所引起的感应骚扰在此不要求测试。

试验波形与等级　国际电工委员会（IEC）有关标准中规定，射频场感应的传导骚扰波形为1kHz正弦波调制的高频正弦波形。按设备和线缆最终安装时所处的电磁环境选择试验等级，一般分为三级，如表1所示。更严重的特殊情况可由有关方面另定。表1中以有效值表示未调制骚扰信号的开路试验电平。第1级适用于低电平辐射环境，如无线电电台/电视台位于大于1km的距离上的典型电平和低功率发射接收机的典型电平。第2级适用于中等电磁辐射环境，如在设备邻近使用低功率便携式发射接收机（典型额定值小于1W）和典型的商业环境。第3级适用于严酷电磁发射环境，如在相对靠近设备，但距离不小于1m处使用手提式发射接收机（≥2W），以及靠近设备高功率广播发射机和可靠近工业、科学、医疗设备的区域和典型的工业环境。第×级为开放等级，由协商或产品规范和产品标准规定。

表1　试验等级

频率范围150kHz～80MHz		
试验等级	试验电压	
	U_0（dBμV）	U_0（V）
1	120	1
2	130	3
3	140	10
×*	特定	特定

* ×是一个开放等级，可在产品规范中给出。

试验设备　由试验信号发生器、耦合/去耦装置组成。

试验发生器示意图

G1—射频信号发生器；T1—可变衰减器；PA—宽带功率放大器；T2—固定衰减器（6dB）；LPF/HPF—低通滤波器和/或高通滤波器；S1—射频开关

试验信号发生器　图中给出了试验信号发生器的示意图。包括在所要求点上以规定的信号电平将骚扰信号施加给每个耦合装置输入端口的全部设备和部件，这些部件可以是分立的，也可以组合为一个或多个测量设备，它们的作用为：①射频信号发生器（G1）：能覆盖所规定的频段，用1kHz正弦波调幅，调制度为80%，应有不大于1.5×10^{-3}十倍频/s自动扫频和/或手动扫频的能力，或在射频合成器的情况下，频率-步长和驻留时间可编程；②衰减器（T1）：为控制骚扰测量信号源的输出电平，应有合适频率特性，具有0～40dB的衰减。T1也可包含在射频信号发生器中；③射频开关（S1）：当测量受试设备的抗扰度时，应有接通和断开骚扰测量信号的射频开关；④宽带功率放大器（PA）：当射频信号发生器的输出功率不足时，需要加功率放大器；⑤低通滤波器（LPF）/高通滤波器（HPF）：为避免干扰某些类型受试设备，例如（次）谐波可能对射频接收机产生干扰。需要时应将它们插在宽带功率放大器（PA）和衰减器（T2）之间；⑥衰减器（T2）：具有足够额定功率的衰减器（固定衰减≥6dB，$Z_0=50\Omega$），提供衰减是为了减小从功率放大器到网络的失配。T2应尽可能靠近耦合装置放置（T2可包含在耦合和去耦网络中，如果宽带功率放大器的输出阻抗在任何负载条件下可保持在规范内，可省略它）。未调制时，试验信号发生器的特性由表2给出。

表2　试验信号发生器的特性

特　性	参　　数
输出阻抗	50Ω，驻波比≤1.2
谐波和失真	比载波电平低15dB以上
幅度调制	内调制或外调制，调制度80%±5%　1kHz ±10%的正弦波
输出电平	足够高，能覆盖试验电平

耦合和去耦装置　为使骚扰信号恰当地耦合到连接受试设备的各种线缆上且不影响辅助设备而采用的装置。应覆盖全部频率，并在受试设备端口上具有规定的共模阻抗$|Z_{ce}|$，即在0.15Ω～25MHz频段共为共模阻抗150Ω±20Ω，在26～80MHz频段为$150\Omega\ ^{+60\Omega}_{-45\Omega}$。

试验程序　应该选择适用的骚扰注入方法和频率范围，在预期的运行和气候条件下进行试验的实施。

骚扰注入方法选择　注入方法有直接注入法、耦合注入法、钳注入法三种。①直接注入法是将骚扰信号通过100Ω电阻注入同轴电缆的屏蔽层上的方法，此时需要在辅助设备和注入点之间，尽可能靠近注入点插入一个去耦电路。②耦合注入法是使用耦合和去耦网络（CDNs）将骚扰注入与电源、信号和控制等端口相连的线缆中的方法。③钳注入法是由钳合式装置提供耦合将骚扰信号施加到受试端口，而共模阻抗和去耦功能是通过辅助设备实现的注入方法。

适用频率范围的选择准则　尽管标准中规定频率范围从150kHz～80MHz，但是试验的频率范围取决于正常的安装和受试验设备的工作条件。例如，对总尺寸小于0.4m和无任何金属电缆连接的电池供电小设备，因骚扰电场和磁场感应的射频能量不大可能骚扰设备，不需测量80MHz以下的传导抗扰度。通常终止频率是80MHz。在某些情况下考虑到某些小尺寸（小于$\lambda/4$）设备，将终止频率最高扩展到230MHz，同时要求耦合和去耦装置的参数也从80MHz扩展到230MHz。起始频率取决于设备及其所连接线缆是否能接受来自骚扰电场和磁场的大量射频能量，其中：①对电池供电设备（尺寸小于$\lambda/4$），由其尺寸包括连接线缆的最大长度确定起始频率；②连接到电网（电源）但不连接任何其他设备和线缆，起始频率是150kHz；③设备连接到电网（电源），也通过控制、数据或通信线缆连接到其他隔离或非隔离设备，起始频率是150kHz。

试验的实施　试验中对外的电磁辐射应遵守有关法规。当电磁辐射的能量超过允许值时，应在屏蔽室内进行试验。按尽可能接近实际安装条件端接所选择的全部线缆。从受试设备引出的各种线缆彼此互相靠近，并且其接近部分长度大于10m，或从受试设备到另一设备是用电缆盘或管道走线时，则它们应作为一条电缆处理。依次将试验信号发生器连到每个耦合和去耦装置上，而其他不需要激励的耦合装置的射频输入端口应端接50Ω电阻负载。根据要求合理使用高通滤波器（HPF）和低通滤波器（LPF）。按试验程序设定的信号电平在试验频率范围内（如150kHz～80MHz）扫频，骚扰信号为1kHz正弦波调幅，调制度为80%。扫描速率不能超过1.5×10^{-3}十倍频/s，当扫描频率增加时，步长不应超过开始频率的1%，步进的大小不应超过前一频率值的1%。在每一频率上的驻留时间，不应少于受试设备所需的运行和响应时间。对于敏感频率，例如时钟频率及其谐波或主要感兴趣的频率，应分别进行分析。试验期间，应设法充分操作受试设备，并试验抗扰度试验所选择的全部操作方式。

试验结果的评价　见电磁抗扰度试验。

试验报告　见电磁抗扰度试验。

shepin diancichang fushe kangraodu shiyan

射频电磁场辐射抗扰度试验　(radiated, radio-frequency, electromagnetic field immunity test)　为确定电气、电子设备受到射频电磁场辐射时的性能而设立的试验。属于电气、电子设备电磁兼容性的基本试验。试验应在能保持均匀场内的试验空间进行，应具有重现性。

由于电气、电子设备中广泛采用基于微电子技术的大规模集成电路，这些设备对电磁辐射更为敏感，易受到电磁干扰，会造成其性能劣化或不能正常工作。如对讲机、手机等移动通信设备产生的电磁辐射引起的电磁干扰问题越来越突出，这些移动通信设备已成为一个主要的电磁辐射骚扰源，其电场强度E（V/m）近似为

$$E=\frac{3\sqrt{P}}{d} \tag{1}$$

式中 P 为设备的发射功率，W；d 为设备天线到场点的距离，m。电磁辐射源还可以是广播和电视发射台、工业射频振荡器、射频电焊机、医疗微波设备、超声波发生器、X射线机、微波炉、超高压输电线路和变电站输变电设备产生的电晕和放电脉冲、电力机车导电弓产生的周期电磁脉冲、汽车和摩托车的点火装置、汽车发动机风扇和雨刷器马达、各类工业机床的主驱动电机及其控制调速系统、复印机、传真机、计算机及其外部设备等。电磁辐射的分布很难通过解析公式直接计算，多采用测量方法进行测量。

试验空间和试验设备 将被试设备放入试验空间之前，在试验空间内应该产生满足规定频率范围和场均匀度的电磁场，并应注意避免出现驻波和扰动反射。试验空间可以是开阔试验场、电波暗室、电磁混响室、带状传输线、横电磁波室和吉赫兹横电磁波室等。开阔试验场因其受周边电磁环境影响较大，仅适用于人烟稀少的电磁环境良好的区域。带状传输线也因受周边电磁环境影响较大、自身电磁场易扩散试验区域外的原因，也很少采用。射频电磁场辐射抗扰度试验主要在电波暗室、电磁混响室、横电磁波室、吉赫兹横电磁波室内进行。试验设备应具有规定频率范围以及扫频和调制能力的信号源和功率放大器、发射和接收天线、测试信号的分析记录仪器和被试设备的监测系统等。

试验方法 在试验空间产生符合规定频率范围的被调制的均匀电磁场，将被试设备放在试验空间规定的试验区域内。观察被试设备在不同方位下的工作性能。对于不同的试验空间，试验方法略有不同。

在电波暗室内试验 一般在全电磁波暗室内进行。首先将信号发生器和功率放大器按一定要求或标准产生的信号经屏蔽电缆传输到电波暗室内的发射天线，用放置在距离发射天线 3m 或 10m 处转台上端的电磁场传感器按校正格点逐点检验电磁场，然后移走电磁场传感器，并向放置在转台上的被试设备发射电磁场，通过对转台和天线塔的控制，实现对被试设备在不同方位下的试验。

在电磁混响室内试验 将信号发生器和功率放大器按一定要求或标准产生的信号经屏蔽电缆传输到混响室内的发射天线，发射天线产生的电磁波作用在搅拌器和混响室屏蔽内腔上，通过屏蔽腔体的多次反射和搅拌器的搅拌，在测试区域得到统计均匀的高场强。用接收天线和场强探头进行计量对比，验证测试区域场的均匀性并计量实际场强值。通过对被测设备工作状态的监控，评价设备的抗扰性能。

在横电磁波室内试验 首先将横电磁波室与信号发生器和功率放大器连接，按一定要求或标准在横电磁波室内产生均匀横向电磁场，并按如下方法检验电磁场。当频率大于 10MHz 时，用功率计测量横电磁波室入端的入射功率 P_{inc} (W) 和反射功率 P_{ref} (W)。横电磁波室内试验区域的电场强度 E(V/m) 为

$$E=\frac{1}{b}\sqrt{Z_0(P_{inc}-P_{ref})} \qquad (2)$$

式中 Z_0 为横电磁波室的特性阻抗，Ω；b 为横电磁波室试验空间内、外导体板之间的距离，m。当频率小于 10MHz 时，可以用伏特计直接测量横电磁波室内、外导体的电压 U (V)。横电磁波室内试验区域的电场强度 E(V/m) 为

$$E=\frac{U}{b} \qquad (3)$$

然后再将被试设备按一定的方位放置在横电磁波室的试验区域内。如被试设备外壳需要接地，则可直接将被试设备放置在横电磁波室外导体的底板上；否则，首先用相对介电常数接近 1 的绝缘材料将被试设备架起，然后再进行试验。改变被试设备的方位进行不同方位的试验。

在吉赫兹横电磁波室内试验 将信号发生器和功率放大器连接，并按一定要求或标准在吉赫兹横电磁波室内产生均匀电磁场。吉赫兹横电磁波室内试验区域的电磁场可以在测量吉赫兹横电磁波室入端功率的基础上，通过用电磁场数值计算方法计算得到的电场强度曲线进行检验。试验时，将被试设备按一定的方位放置在吉赫兹横电磁波室内。如被试设备外壳需要接地，则可直接将被试设备放置在吉赫兹横电磁波室的底板上；否则，首先用相对介电常数接近 1 的绝缘材料将被试设备架起，然后再进行试验。改变被试设备的方位进行不同方位的试验。

试验等级 可采用一定的标准或由用户与厂家共同协商确定。根据 GB/T 17626.3《电磁兼容 试验和测量技术 射频电磁场辐射抗扰度试验》（等同采用 IEC 61000-4-3），在不同频率范围内对 1kHz 的正弦波进行 80% 的幅度调制，推荐试验等级如表所示。对于 80～1000MHz 频段：有三个等级和一个未定级。第 1 级模拟距当地广播和电视台超过 1km 处所产生的电磁场以及低功率收发机等设备产生的电磁场；第 2 级模拟有可能相当接近被试设备但不小于 1m 的对讲机、手机等移动通信设备等产生的电磁场；第 3 级模拟极其靠近被试设备的大功率收发机等设备所产生的电磁场；第×级为开放等级，用于极其严重的射频电磁场，试验场强应根据用户的特殊要求，由制造商和用户协商后确定。对于800～960MHz 和 1400～2000MHz 这两个移动通信频段，试验等级主要由试验设备和被试设备的距离决定。

试 验 等 级

试验频段 80～1000MHz		试验频段 800～960MHz，1400～2000MHz	
试验等级	试验场强 (V/m)	试验等级	试验场强 (V/m)
1	1	1	1
2	3	2	3
3	10	3	10
×*	特定	4	30
—	—	×*	特定

* ×是开放等级，可在产品规范中给出。

试验结果的评价 见电磁抗扰度试验。

试验报告 见电磁抗扰度试验。

shoucheshi kaiguangui

手车式开关柜

(switchgear panels with switching devices on truck) 由固定的柜体和可移开的手车组成的开关柜，是移开式开关柜的一种（见图）。又分为落地式手车和中置式手车，前者手车上根据不同间隔的需要分别装有断路器、互感器、站用变压器、避雷器等元件，手车轨道在地面上，离隔离插头静触头较远。后者手车上仅安装断路器，手车轨道位于开关柜中部（又称中置式开关柜），离隔离插头静触头较近，手车部分互换性好，检修或维护时只需更换手车，可缩短检修停电时间，适用于负荷较重要或建筑面积较小的场所。按柜内结构不同，又可分为间隔式和金属铠装式两种。柜内根据检修、绝缘等要求分成小室，减少相

互影响。小室分为手车室、主母线室、互感器室、继电保护和仪表室等。柜体正面有门，所有仪表都装在门的内侧或仪表室内。检修时打开门，仪表即可外露。柜内设有照明，通过门上的观察窗可观察少油断路器的油位或真空断路器的灭弧室。手车具有三个固定的操作位置：运行位置、检修位置和试验条件下能操作的位置。手车式开关柜还有防止误操作功能，当电气回路有误操作时，断路器能自动分闸且断路器在合闸位置时接地开关不能合闸等。为使手车式开关柜便于操作，手车上设有手摇机构，可手动操作手车灵活进出开关柜。



手车式开关柜

手车式开关柜已广泛应用于3～35kV变电站，将逐步取代固定式开关柜。

shuniu biandianzhan

枢纽变电站 （key substation） 电力系统中处于枢纽位置、汇集多个电源和联络线或连接不同电力系统的重要变电站。它在电力系统中的主要作用和功能是：①汇集分别来自若干发电厂的输电主干线路，并与电力网中的若干关键点连接，同时还与下一级电压的电力网相连接。②作为大、中型发电厂接入最高一级电压电力网的连接点。③几个枢纽变电站与若干输电主干线路组成主要电力网的骨架。④作为相邻电力系统之间互联的连接点。⑤作为下一级电压电力网的主要电源。

枢纽变电站中的最高电压通常为220～1000kV。由于电力网的发展和扩大，电力网的最高电压也随之提高，例如中国西北地区的750kV电力网和其他地区的500kV电力网已逐步覆盖了原有的220kV电力网。因而枢纽变电站的最高电压也随之提高，而且通常是电力网中最高一级的电压。

枢纽变电站中每台变压器的容量都较大，220kV变压器容量通常为120、150、180、250MV·A等，330kV变压器容量通常为240、360MV·A等，500kV变压器每组容量通常为750、1000、1200、1500MV·A等，750kV变压器每组容量通常为1500、2100MV·A等，1000kV变压器每组容量通常为3000MV·A。枢纽变电站中由高压侧向中压侧供电，低压侧通常连接并联电容器、并联电抗器、静止无功补偿装置等无功设备。

枢纽变电站的出线回路较多，当高压侧电压为220kV时通常有8～12回，330kV时有6～10回，500kV时有6～10回，750kV时有6～12回，1000kV时有6～12回。

枢纽变电站通常由电力网总调度所进行调度。枢纽变电站发生事故将破坏电力系统的运行稳定性，使相连接的电力系统解列，并造成大面积停电。

由于枢纽变电站在电力网中的重要性，因此对其电气主接线、电气设备、保护和安全自动装置都要求具备较高的可靠性，以避免因变电站中发生事故而影响电力网的正常运行，或造成电力网瓦解等严重事故。与此同时，在主要电力网结构设计中，原则上应力求避免在枢纽变电站中集中过多的电源和输电主干线路，以免在主要电力网结构上形成事故要害点与弱点。

shubiandian gongcheng dianci huanjing

输变电工程电磁环境 （electromagnetic environment of transmission and distribution system） 输电线路、变电站、换流站等输变电设施运行时在其周围产生的电磁现象的总和。主要包括带电导体电荷产生的电场、带电导体电流产生的磁场以及带电导体电晕放电伴随产生的无线电干扰和可听噪声等。按照输变电工程的工作频率，可分为交流输变电工程电磁环境和直流输电工程电磁环境。

交流输变电工程由三相交流输电线路与变电站组成，正常工作时会产生工频电场、工频磁场、无线电干扰和可听噪声等，即交流输电工程电磁环境（见交流输电系统电磁环境）。

直流输电工程由直流输电线路、换流站、接地极和接地极线路组成，正常工作时会产生合成电场、离子流、直流磁场、无线电干扰和可听噪声等，即直流输电工程电磁环境（见直流输电系统电磁环境）。

输变电工程应满足电磁环境的限值要求。用于评价交流输变电工程的电磁环境影响因子包括工频电场、工频磁场、无线电干扰和可听噪声。用于评价直流输电工程的电磁环境影响因子包括合成电场、离子流密度、直流磁场、无线电干扰和可听噪声。在输变电工程设计阶段，可以通过建模计算的方法，对工程的电磁环境影响因子进行预测，并通过设计使其满足电磁环境的限值要求。对于运行的输变电工程，可以采用专门的测量仪器，对工程的电磁环境影响因子进行现场测量，评估其是否满足电磁环境的限值要求。

输变电工程电磁环境是工程设计和运行必须考虑的环境问题，受到社会的广泛关注，需要通过对工程的合理设计使其满足限值要求。

shubiandian jishu biaozhun

输变电技术标准 （technical standard for power transmission and transformation） 输变电领域对需要统一的技术要求所作的技术规定，是输变电技术规范、技术规程和技术导则等的统称，是输变电的设备制造、工程设计、建设和运行维护的技术依据。

按照标准制定和发布机构的不同，通常可分为国际标准、世界区域标准、国家标准、行业标准和企业标准。有时还有一个国家内的地方标准。输变电方面的国际标准，主要有国际标准化组织（International Standardization Organization，ISO）的标准、国际电工委员会（International Electrotechnical Commission，IEC）的标准和国际电报电话咨询

委员会（International Telegraph and Telephone Consultive Committee，CCITT）的标准。国际上常被引用的国家标准有美国的ANSI C标准、德国的DIN标准和日本的JIS标准。国际电工委员会（IEC）标准在输变电方面是门类比较齐全和影响比较大的国际标准。中国是IEC成员国，中国国家标准应等效于IEC标准。

按照标准化对象的不同，输变电技术标准可分为：①基础标准。在一定范围内作为输变电技术的基础和具有指导意义的标准。主要有名词术语、图形符号、额定电压、环境条件分类和环境试验等标准。其主要作用是推进标准化对象的性能参数和表示方法的统一及规范化。如IEC的名词术语技术委员会（TC1）制定的《国际电工词汇》（*International Electrotechnical Vocabulary*），汇编了英、法、荷、德、意、波、俄、西、瑞典9种文字的名词术语，并以英、法两种文字给出定义。此外，IEC的其他技术委员会制定的标准中，多数有名词术语章节或单独制定名词术语标准。②电气安全工作标准。在输变电设施的施工、安装和运行维护作业中，防止人身伤害的技术标准。③架空线路和变电站标准。包括架空输电线路、配电线路、变电站和配电变电站的设备制造、工程建设和运行维护标准。④电力电缆线路标准。包括电力电缆本体和附件的制造标准及电力电缆线路的建设标准。⑤高压电气设备标准。包括开关及控制设备、电力变压器和电抗器、电流互感器和电压互感器、电力电容器、绝缘子、避雷器、电气测量仪表、电力金具、液体和气体介质、高压直流输电设备、蓄电池和电力线载波设备的标准。⑥绝缘配合高电压试验标准。包括输变电设备的绝缘水平、试验项目和试验方法的标准。⑦环境电磁标准。包括电力线路和变电站对无线电及通信线路电磁干扰与危险影响的防护措施的标准。

shubiandian jishu jingji

输变电技术经济

（technology & economy of power transmission and transformation） 输变电工程各环节的综合技术经济，包括输变电设备以及输电网（见输电网络）与变电站的规划、建设与运行管理中的综合技术经济。输变电工程的技术经济分析不仅要考虑工程本身的局部要求，而且还要考虑工程对能源输送和电网安全经济性的综合作用。

输变电工程技术经济性的具体分析需要考虑四个因素：①一次能源输送方式的影响；②电网安全经济性全局要求的影响；③高电压远距离输电技术的影响；④输变电工程自身的技术经济性要求。

一次能源输送方式的影响 输电是能源输送系统的一个重要的技术经济手段。水力作为一次能源，只有通过转化为二次能源——电能，才能远距离输送。所以开发水力资源与输电是并存的。煤炭是另一种一次能源，有输煤和输电两种输送方式。在煤炭基地建立矿口电厂，以输电代替输煤，减轻煤炭运输困难，从而可能带来巨大的经济效益。

电网安全经济性全局要求的影响 无论以输电为主，还是以输电兼联网为目的，输电网络都是大电力系统的重要组成部分。输电的技术经济作用不仅是在输电线路和变电站设备本身，而且还必须涉及全系统的技术安全与经济效益。输电工程的可行性研究，首先要从整体效益出发，然后方可论及输电本身的技术经济。

高电压远距离输电技术的影响 最主要、最突出的是远距离、大容量输电问题以及高电压输电问题。其中最为重要的是电压等级的选择（见输电电压等级）。远距离输电与中短距离输电的技术措施有很大不同，远距离输送大功率电能需要很多技术措施。

输变电工程自身的技术经济性要求 输变电工程包括输电线路工程与变电站工程，它们各自有技术经济指标（见输电线路技术经济指标、变电站技术经济指标）。工程的技术经济指标，只反映工程规划设计是否可靠、技术是否先进、经济是否合理、环境是否安全。输变电工程本身的经济效益，在于考虑时间因素后的工程建设投资与运行费用的比较。

shubiandian jishu zhanwang

输变电技术展望

（prospect of power transmission technologies） 未来输变电技术的特点和要求、发展趋势、关键技术内容和应用前景。

特点和要求 根据输变电系统的主要功能，现代输变电系统的特点和要求是：①接纳新能源。能源短缺及环境制约要求必须大力发展风电、光伏等可再生能源，并入电网的新能源将达到很大比例，新能源发电系统并入电网后的波动性、电能质量、功率及电压稳定等方面将面临新的问题，现代输变电系统必须采用新的技术来满足新能源发电接入及传输的需要。②经济性。在保证输送大容量电能或电网互联技术要求的同时尽可能降低造价，提高输变电效率，尽可能减小输变电损耗。③可靠性。输变电系统的设备和线路的可靠性应满足整个电力系统可靠性的要求，随着电力系统规模的扩大和电压等级的升高，系统事故的后果更严重，对输变电系统的可靠性要求也更高。④环保性能。输变电系统必须满足环境保护的要求，把线路和变电站可能产生的电磁干扰、静电感应、噪声、电磁场的生态效应以及对景观的影响降低到标准规定的水平以内。（见输变电技术经济、输变电系统环境保护）

发展趋势 输变电技术的发展趋势取决于经济和社会发展的需求。未来电力系统发展总趋势是建设智能电网，其中输电技术将在传统的输电技术基础上继续发展，其特点是多种输电技术并用，包括跨大区特高压输电技术、直流输电技术从跨区输电应用扩展到风电等新能源接入及中低压输电系统中；在变电技术方面将全面建设智能变电站，实现一次设备智能化（见输变电设备智能化），二次设备网络化。为了在可持续发展的条件下满足现代社会的电能供应，中国输变电领域将以三项任务作为发展目标：①加强跨区长距离输电能力建设实现能源的优化配置与分配，形成以特高压电网为骨干网架的跨区输电系统；②发展高效的输变电技术，以充分利用输变电资源，输送更多的电能，同时尽可能降低线路损耗和对环境的影响；③发展安全可靠、灵活开放的输电系统以适应新能源接入和发展电力市场及区域电网互联的需要。

输电技术发展趋势 中国输电技术的发展趋势是：①依靠技术创新提高输电线路的输电能力和技术性能，基于电力

电子技术和现代控制技术的灵活交流输电技术将会不断发展；②利用可关断的电力电子器件发展新一代直流输电技术；③发展长距离特高压直流输电、半波长交流输电等技术，满足由于中国能源分布不均、能源基地与负荷中心之间大容量、长距离输电需求；④发展紧凑型线路输电技术（见紧凑型输电线路）、气体绝缘线路输电技术以及未来的超导输电技术，减小占用线路走廊和降低对环境的影响。

变电技术发展趋势　中国变电技术的发展趋势是：①设备信息和运行维护策略与电力调度全面互动；②变电站改造和新建全面采用智能变电站技术；③实现电网运行信息的全景采集，支撑电网实时控制、智能调节和各类高级应用，保障各级电网安全稳定运行。

输电关键技术及应用前景　主要反映在三相特高压交流输电技术、灵活交流输电技术（FACTS）、直流输电技术和其他新型输电技术方面。

三相特高压交流输电技术　常规的三相高压交流输电在远距离输电工程中占主导地位，在未来输电技术中三相特高压交流输电将是大容量电力输送和区域大电网互联的主要方式。商业化交流输电的最高电压为1000kV。2011年12月16日，由中国国家电网公司承建的晋东南—南阳—荆门1000kV特高压交流试验示范工程正式投产（见晋东南—南阳—荆门1000kV交流输电线路），标志着世界首条商业化运营特高压交流输电工程投产。1985年苏联建成了900km、1150kV的特高压输电线路，经过了试运行后降压为500kV运行。日本于1992、1993、1996年分别建成了138、50、109km三段1000kV输电线路，后降为500kV运行。美国、意大利、瑞典等国曾执行过特高压输电计划，后因环境保护限制、电力需求增长变缓、设备可靠性不高等原因而搁置或取消。

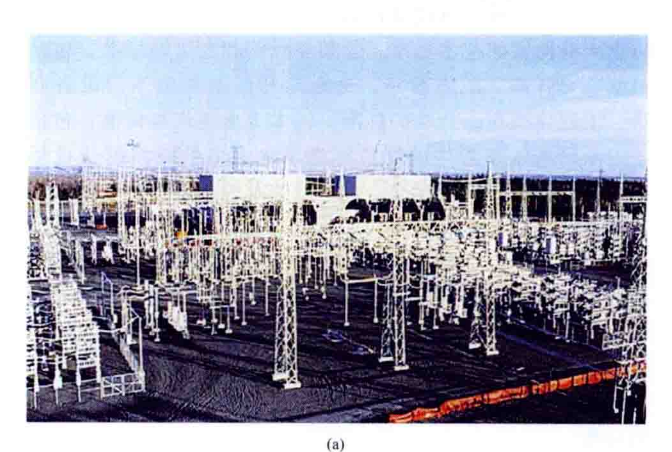
灵活交流输电技术（FACTS）　一种利用电力电子技术与现代控制技术实现对交流电力系统的线路阻抗、电压、电流、相位实施连续调节控制的技术。它可以用来对系统的潮流实施灵活控制、大幅度提高线路输送能力、阻尼系统振荡、提高系统稳定水平。“灵活交流输电”的概念于20世纪80年代中期由美国电力科学研究院（EPRI）N. G. Hingorani博士首次提出。已在工程中应用的灵活交流输电设备有静止无功补偿装置（SVC）、晶闸管控制串联电容器（TCSC）、静止同步补偿装置（STATCOM）、统一潮流控制器（UPFC）等。

随着电力电子器件的性能提高和造价降低，灵活交流输电技术将得到更广泛的应用。可能在不远的将来比常规的输变电方案更具竞争力。以碳化硅（SiC）为基片的电力电子器件已研制成功，其耐压和热容量可大幅度提高，而元件的损耗却大大降低，从而使元件的开断功率可望有数量级的飞跃。这预示着用固态电子开关取代机械高压断路器将成为可能，电力系统完全的灵活调节控制也将成为现实。

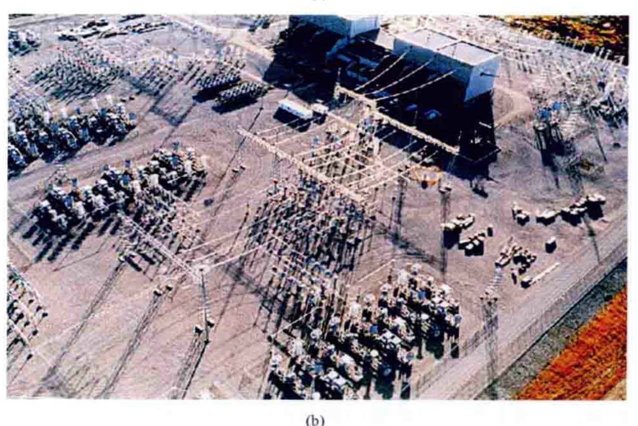
直流输电技术　包括端对端直流输电和多端直流输电技术。①端对端直流输电技术。它是一种成熟的远距离输电技术。从1954年始，全球已建成很多个直流输电工程，其中中国向家坝—上海±800kV特高压直流输电工程是世界上电压等级最高、输送距离最远、容量最大的直流输电工程（见图1）。这些工程在远距离输电、电网互联、海底电缆送电等方面发挥了重要作用。预计未来端对端高压直流输电仍将是远距离输电和联网的重要方式。②多端直流输电技术。为了解决直流输电多电源供电、多落点受电问题，已研究出多端直流输电系统。已投运的多端直流输电工程有5个，分别为意大利—科西嘉—撒丁岛3端、加拿大魁北克—新英格兰5端（实际按三段运行，见图2）、日本新信浓3端、加拿大纳尔逊河4端、美国太平洋联络线4端。



图1　向家坝—上海±800kV直流输电工程



(a)



(b)

图2　加拿大魁北克—新英格兰5端直流输电工程
(a) NICOLET换流站；(b) RADISSON换流站

新一代直流输电技术是发展电压源型直流输电，又称为轻型直流输电、柔性直流输电。它采用IGBT等可关断的器件组成换流器，换流过程不受受端系统短路容量的影响，可省去换流变压器，从而使较小容量的直流输电在较短输送距离内也能与交流输电竞争。这种输电技术能够瞬时实现有功和无功的独立解耦控制，能向无源网络供电，换流站间无需通信且易于构成多端直流系统。另外，该输电技术能同时向系统提供有功功率和无功功率的紧急支援，在提高系统的稳

定性和输电能力等方面具有优势。可用于向孤立小系统的供电，连接风力发电、光伏发电等分散电源，还可用于未来的配电系统。

新一代直流输电技术还包括：使用户外换流阀以节省阀厅的建设费用；应用连续可调交流滤波器、有源直流滤波器等可减少户外设备场的占地等。

其他新型输电技术　主要包括多相交流输电、气体绝缘线路输电技术、超导输电技术、分频输电以及半波交流输电等。

（1）多相交流输电。多相交流输电即以多相（相数大于3，如6相、12相等）交流电的形式输送电能。与三相交流输电相比，多相交流输电的特点：相同的线路走廊和占地面积，多相输电热负荷容量大；线路可设计得更“紧凑”；可以直接接入三相交流输电系统，可向三相交流电网供电。多相交流输电已进入工业性试验和试运行阶段。运行实践表明，多相交流输电在技术上是可行的，但应用范围相当有限，难以广泛替代三相交流输电，但其在改造旧的中、低压并联线路方面可发挥一定的作用。

（2）气体绝缘线路输电。气体绝缘输电线路（GIL）是以六氟化硫气体或六氟化硫与氮气的混合气体绝缘的、带有与导线同轴接地金属外壳的输电线路，与电缆相比，其优点是绝缘击穿后可以自恢复、承载电流大。它可沿地面敷设，也可在地下敷设。气体绝缘输电线路已在美国、德国的水力发电厂的出线等场所得到应用。在沙特阿拉伯建设了一条长17km的超高压气体绝缘输电线路。据IEEE PES变电站委员会GIS分委会2004年的统计，全世界的73～1200kV气体绝缘输电线路总长约200km。由于架空输电线路的造价日益增长，输电线路走廊的获得越来越困难，气体绝缘输电线路的研究和开发受到重视。据预测，对大容量（1000MW以上）输电，在线路走廊昂贵的地方，气体绝缘输电线路已经可以与架空输电线路竞争。

（3）超导输电。超导输电是一种低损耗的输电方式。其输电电压低，电场影响很小。电缆的同轴结构和三相同管道，使磁场的影响也不大，故超导输电是一种与环境协调的输变电方式。利用原来的电缆管道安装超导电缆可满足大城市供电增容的需要。世界上主要有美国超导公司（ASC）、丹麦北欧超导技术公司（NST）、日本住友电气公司等三个公司商业化供应超导材料，此外还有诸如德国真空冶炼公司有一定的工业化生产高温超导线材的能力。世界上第一条高温超导电缆于2008年4月22日在商业电网中投入运行。超导电缆的价格很高，冷却系统的可靠性有待检验，用于长距离输电工程尚需时日。图3所示为美国超导公司参与的长岛超导电缆示范项目。

（4）分频输电。分频输电是设想在不提高电压等级的前提下通过降低输电频率，减少输电线路的电抗来提高输电线路的输送功率，以达到减少输电回路数和出线走廊目的的一种新型输电方式。20世纪40～50年代，苏联学者曾提出将频率f减低到25Hz或$16\frac{2}{3}$Hz的方法，以提高交流输电的稳定极限和输送距离。1994年，中国西安交通大学开展了系统的研究工作。美国、德国、南非、印尼、日本对分频输电方式都非常关注，2004年加拿大已经采用世界上第一台变频电机以提高输电容量。根据实验显示，改变电压频率在输电中可以实现巨大经济效益。实际应用中可以在较低频率条件下输电，在较高频率条件下用电。分频输电技术的关键设备是倍频变压器，其发展方向是柔性分频输电技术。



图3　美国超导公司参与的长岛超导电缆示范项目（信嬴　提供）

（5）半波交流输电。半波交流输电（half-wave-length AC transmission，HWACT）是指输电的电气距离接近一个工频半波长，3000km（50Hz）或2500km（60Hz）的超远距离的三相交流输电技术。该项技术在20世纪40年代由苏联专家提出，但因当时没有工程需求以及一些关键技术无法解决，没有真正投入使用。由于半波交流输电不需线路无功补偿装置、不需中间加设开关站，经济性和可靠性较好，可以实现远距离同步联网，在幅员辽阔的国家HWACT是一种很有吸引力的输电方案。许多国家对此都展开了积极的研究，如巴西为把亚马孙河流域的水电输送到负荷中心，曾经研究过HWACT，并被认为是很有竞争力的国家；韩国也曾研究过利用HWACT将西伯利亚的水电送到韩国国内。中国的西部能源基地（如新疆煤电）与东部负荷中心（如“珠三角”）之间距离有些可达3000km，且输电容量巨大。未来还可能开发与中国毗邻的俄罗斯、蒙古等国的电力能源向中国输送，距离也在3000km以上，超出了特高压直流（UHVDC）输电系统的经济输送距离。这种特殊需要的超远距离送电，使得特高压半波交流输电技术有望成为中国未来可能的输电方式之一。

变电关键技术及应用前景　在变电技术方面，关键技术是数字化变电站及在此基础上的变电站智能化。

数字化变电站（digital substation），是基于IEC 61850信息接口标准（DL/Z 860《变电站通信网络和系统》标准）、以过程层（设备层）、间隔层和站控层三层结构模式、以以太网为信息传输规范建立变电站保护自动化系统所形成的变电站。过程层（设备层）包含由一次设备和智能组件构成的智能设备、合并单元和智能终端，完成变电站电能分配、变换、传输及其测量、控制、保护、计量、状态监测等相关执行功能。间隔层设备一般指继电保护装置、测控装置等二次设备，实现使用一个间隔的数据并且作用于该间隔一次设备的功能，还可通过网络与其他间隔的设备构成跨间隔保护与控制功能。站控层包含自动化系统、站域控制、通信系统、对时系统等子系统，实现面向全站的测量和控制功能，完成数据采集和监视控制（SCADA）、操作闭锁以及同步相量采集、电能量采集、保护信息管理等相

关功能。

变电站智能化　在数字化变电站基础上，采用先进、可靠、集成、低碳、环保的智能设备，以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为基本要求，自动完成信息采集、测量、控制、保护、计量和监测等基本功能，并可根据需要支持电网实时自动控制、智能调节、在线分析决策、协同互动等高级功能，实现与相邻变电站、电网调度等互动的变电站。（见《电力系统卷》变电站自动化系统）图4所示为张家口金莲110kV智能化变电站。



图4　张家口金莲110kV智能化变电站（伴建忠　摄）

相关技术应用前景　为了保证输变电系统的安全可靠运行、满足环境保护的要求，一些交叉学科的相关技术也会在输变电系统中有重要应用前景。主要有电气设备状态检修技术、电磁兼容技术、设备状态监测技术、四网融合技术和风险预警技术。

电气设备状态检修技术　状态检修技术可以看作是以可靠性为中心的检修技术的重要组成部分，它是根据对潜伏故障进行在线或离线测量的结果和其他信息来安排检修的技术，其关键是依靠先进的故障诊断技术对潜伏故障进行分类和严重性评估，以决定设备（部件）是否需要立即退出运行或应及时采取措施。（见输变电设备状态检修）

电磁兼容技术　电磁兼容是指设备或系统在所处的电磁环境中能正常工作且不对其他设备产生电磁干扰的能力。电力系统电磁兼容的主要内容包括：电磁环境评价、电磁干扰耦合路径、电磁抗扰性评价、抗干扰措施、电磁场生态影响的评价等。随着电力系统自动化水平的不断提高，电磁兼容技术在输变电系统中将会有重要的应用前景。（见电力系统电磁兼容）

设备状态监测技术　电力系统的状态监测技术是从机械诊断技术的基础上发展起来的，它是指在设备运行的过程中监测其运行状态，早期发现故障并判断故障的部位和故障产生的原因，以及预报故障发展的趋势，在可能出现故障或设备性能下降到影响正常工作之前，及时对设备进行维修更换，避免事故发生。（见输变电设备状态检修）

四网融合技术　所谓四网就是国家电视网、互联网、电信网和电力网，四网融合即通过采用光纤复合低压电缆实现电力光纤入户，在提供电能的同时，满足智能电网用电环节信息化、自动化、互动化的需求，同时还可实现电信网、广电网、互联网的同网信号传输，降低其他三网融合的成本，为用户提供更加便利和现代化的成本。

风险预警技术　风险预警是指通过风险分析，辨识出可能导致电网事故的潜在风险，并及时采取科学有效的措施加以控制或化解，实现有效规避风险，确保电网安全稳定运行。它主要包括风险辨识、风险评估、风险预防控制等几个步骤。

shubiandian jianshi

输变电简史

（power transmission and transformation history）　输变电的历史是从直流发电机直接对外供电开始的，但不久即为交流供电方式所取代。电力变压器的发明，克服了提高发电机电压的困难，开始用升压方式供电，从而开拓了高电压输变电的技术领域，使发电厂厂址可以不局限于电力负荷中心地带。在交流供电方式发展的同时，现代高压直流输电技术和相关器件也在不断发展。现代电力系统中，直流输电是另一种重要的输电方式，在远距离输电、电网互联及海上风电场的接入等方面起着重要的作用。

国外输变电发展简史　法国在1881年首先以直流发电机电压直接送出供电，从而开始了低压直流供电系统的实际应用。雅布洛奇科夫（п. н. яблочков）采用有两个绕组的感应线圈，第一个线圈连接到交流发电机，第二个线圈的输出为照明供电；1883年，法国L. 高兰德（L. Gauland）和英国J. D. 吉布斯（J. D. Gibbs）制成铁芯开路的变压器（当时称为“二次发电机”）；1884年，匈牙利K. 齐伯诺夫斯基（K. Zipernowsky）、O. 布拉什（O. Blathy）、M. 德里（M. Deri）发明具有实用意义的铁芯闭合的芯式和壳式变压器；次年使用“变压器”替代“感应线圈”和“二次发电机”等术语；1888年，美籍塞尔维亚裔N. 特斯拉（N. Tesla）发表《交流电动机和变压器的新系统》论文，系统论述了交流电的产生和使用。1888年俄国发明了三相交流发电机，又于1891年建成了三相交流13.8kV线路及与之配套的升压与降压变压器，从此确立了三相交流供电方式。

线路和设备技术的进步促进了输变电电压等级的提高。1898年，美国建成33kV线路120km，采用针式绝缘子。1907年美国发明了悬式绝缘子，加速了输电电压的提高，并于1908年建成了110kV线路。电压的进一步提高受到电晕放电的限制，电晕的起始电压与导线直径成比例增长。1910～1914年，美国和苏联都研制了钢芯铝绞线以扩大导线直径，把输电电压提高到150kV。在研究220kV电压时，发现了绝缘子串的电压分布不均现象，从而又设计了均压环应用于220kV及以上的线路。美国于1923年建成230kV输电线路，1937年又建成287kV输电线路，从波得尔水电站至洛杉矶，全长455km。

欧美国家在330kV及以上的超高压输电设计中，多采用分裂导线以控制导线的电位梯度，避免产生强烈的无线电干扰，并减少电晕损失。对远距离输电，还采用了串联电容补偿以及分段开关站等措施。1952年瑞典建成380kV线路。1954年美国建成345kV线路。1956年苏联建成400kV线路，1959年升压为500kV线路。1965年加拿大建成735kV线路。1967年苏联建成750kV线路。1969年美国建成765kV线路。到1985年，苏联建成特高压1150kV输电线路。

高压直流输电是大型电力系统中的另一种重要输电方式。世界各国也一直致力于发展高压直流输电，建设了很多直流输电工程。美国在1970～1995年间陆续投运了太平洋联络线±500kV远距离直流输电工程。该工程输电容量为3100MW，工程采用架空线路，全长1362km。加拿大在1972年和1978年分别投运了纳尔逊河双极Ⅰ和纳尔逊河双极Ⅱ直流±500kV输电工程。它们的输电功率均为2000MW，线路全长分别为930km和940km。

欧洲许多国家之间也修建了多条直流输电线路。英国和法国在1985年投运了英—法海峡直流输电工程，输电电压为（2×±270）kV，输电容量为2×1000MW，该工程采用电缆线路，线路全长72km。瑞典和芬兰在1989年投运了芬挪—斯堪工程，该工程采用±400kV输电电压，输送功率为500MW，整条输电线路由33km架空线和200km电缆线组成。

除欧洲和北美国家之外，其他国家也修建了自己的直流输电工程。巴西在1986年和1990年分别投运了伊泰普Ⅰ直流输电工程和伊泰普Ⅱ直流输电工程。总功率均为3150MW，采用±600kV输电电压，输电距离分别为785km和805km。印度在1990年和1998年分别投运了里汉德—德里直流输电工程和强德拉普尔—波德海直流输电工程。它们均采用±500kV输电电压，输电容量均为1500MW，线路长度分别为910km和743km。2000年日本投运了±250kV的纪伊工程，该工程输电容量为1400MW，由51km架空线路和51km电缆线路构成。

为了达到对直流输电功率和电能质量高效控制的目的，美国ABB公司在20世纪90年代中期开始研制一种新型输电技术，称为电压源型直流输电（也称轻型直流输电，HVDC-Light）。这项技术利用电压源型换流器和IGBT等全控型电力电子器件，并结合脉宽调制技术（PWM），实现功率和电能质量的控制。之所以称其为轻型直流输电技术，是因为这种输电线路的功率上限一般为200MW，相对于其他高压直流输电容量小得多，工程实例相对传统高压直流输电而言也较少。瑞典的Hellsjon试验工程在1997年3月投运，用于两交流电网互联试验目的。工程线路长度为10km，输电电压和输电容量分别为10kV和3MVA。1999年12月，瑞典的Gotland Light工程投运，该工程输电容量60MVA，输电电压80kV，线路总长70km，用于风电场与电力系统的连接。此后，美国、澳大利亚、丹麦、纳米比亚等国家陆续投运了一些轻型直流输电工程，他们主要用于海岸风力发电、弱交流电网互联以及小型孤立电力系统内部连接和供电。

中国输变电发展简史　1949年前，中国电力工业发展比较迟缓，电压等级繁多，级差偏小。一部分大城市采用22kV及33kV的电压，东北地区多用44kV及66kV电压。城市之间，如平（北平）、津（天津）、唐（唐山）采用77kV，东北地区采用154kV和220kV。各级电压最早建成的线路是：1908年建成石龙坝水电站—昆明22kV输电线路；1921年建成石景山发电厂—北京33kV输电线路；1933年建成44kV抚顺电厂出线；1934年建成延边—老头沟66kV输电线路；1935年建成抚顺电厂—鞍山154kV输电线路；1941年建成天津第一发电厂—塘沽77kV输电线路；1943年建成镜泊湖水电站—延边110kV输电线路；1943年建成水丰水电站—大连220kV输电线路。

1949年以后，中国首先明确把北京、天津、唐山的77kV和东北地区的154kV消弧线圈接地系统，分别改造为110kV和220kV的直接接地系统。这在线路绝缘方面没有很大困难，从而统一了输电电压为220/110kV两级，形成经济合理的电压等级。

1952年，中国开始自己设计具有中国技术特点的输电线路。首先为京津唐电网实施77kV升压计划而分段建设110kV输电线路，开始采用工厂预制钢筋混凝土空心锥形电杆（简称混凝土杆或水泥杆）以代替传统的木杆，为以后的110kV线路的建设开辟了新途径。1956年的混凝土电杆标准设计得到大面积推广，其中又采用了钢筋预应力技术与分段连接，以及钢圈焊接和法兰连接方法的钢筋混凝土空心电杆，在山区和更高电压等级推广应用，成为有中国特色的输电线路电杆设计。

中国自己设计的220kV铁塔线路，是从1954年建成的丰满—李石寨输电线路开始的。它与以后兴建的辽宁电厂—李石寨、阜新电厂—青堆子等220kV线路，组成了当时东北电网的220kV网架的主要部分。

华东电网在1958年建成望亭电厂—上海的220kV输电线路。1960年建成新安江水电站—杭州的220kV输电线路，并延伸至上海。1962年初步形成了华东电网的220kV网架的主要部分。在上海—杭州的220kV线路上，中国首次采用自己设计、自己研制的220kV串联电容补偿站和单相重合闸装置，经多年运行，积累了大量实践经验，为建设远距离、大容量、超高压输电线路创造了有利条件。

中国的第一条超高压输电线路是1972年建成的刘家峡—关中330kV交流输电线路，全长534km，输电容量可达420MW，是当时中国最长的线路。它是中国自己设计、自己制造设备、自己施工安装的，采用了330kV串联电容补偿装置、330kV并联电抗器、单相重合闸、二分裂导线等技术措施。这条输电线路的建成，初步形成了陕甘青的电网骨架。

20世纪70年代，中国开始发展500kV电压等级，开展了500kV超高压输电工程的建设。图1为电网建设特种邮票发行纪念。华中电网于1981年建成了平顶山—武昌500kV交流输电线路工程，全长595km；1983年相继建成葛武（葛洲坝—武昌）和葛双（葛洲坝—双河）两条500kV输电线路，组成华中的500kV电网网架，使河南火电与湖北水电相互调剂。此后，华北、东北、华东等区域电网，南方四省联营电网，以及山东、四川、福建等省网也都相继兴



图1　电网建设特种邮票发行纪念

建500kV输电网络。

中国第一条750kV超高压输电线路是西北750kV输变电示范工程，也是中国第一个750kV电压等级的输变电工程。工程于2003年9月开工，2005年9月完成试运行并正式投产。中国西北750kV输变电示范工程是世界上海拔最高的750kV输变电工程，其他国家的750kV工程海拔一般都在1500m以下，而西北750kV工程海拔在1735～2873m，且面临沙尘暴、强紫外线、昼夜温差大等恶劣环境，使得建设和运行难度十分巨大。该线路的成功投运，为中国在高海拔地区建设运行超高压输电线路积累了宝贵经验。

中国在20世纪90年代中期开始设计试验1000kV特高压线路。1996年中国第一条百万伏级特高压试验线段在武汉建成，该线段长度200m，中间有一基真型特高压拉V塔。这一试验线路的建成标志着中国进入百万伏级电压等级的研究阶段。2009年1月6日，中国首条1000kV晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程（见晋东南—南阳—荆门1000kV交流输电线路）正式投运。

在高压直流输电方面，中国也一直致力于发展自己的直流输电技术。中国在1987年建成了自行设计、全部国产设备的舟山±100kV直流输电工程。它从浙江电网跨海向舟山群岛供电，包括宁波整流站、舟山逆变站、42km直流架空线路和12km海底电缆，它是利用直流输电向一个小电网供电的典型实例，也是取得直流输电设计、制造、施工、安装、调试和运行经验的实验工程。

中国第一个超高压、大容量、远距离直流输电工程，是葛洲坝—上海±500kV直流输电工程。它是从葛洲坝水电站的宋家坝换流站，以架空直流输电线路与上海南桥换流站相连接，全长1045km，单极容量600MW，双极容量1200MW，1989年单极600MW投入运行，翌年双极1200MW全部投入运行。该工程首次将华中与华东两大区域电网连接起来，以获得联网效益，并将葛洲坝水电站的季节性电能东送华东以得到充分利用，在华中电网装机有余量的情况下还可将电能送往上海。

天生桥—广州±500kV直流输电工程在2000年投运。三峡水电站—华东±500kV直流输电一期工程在2003年投运。从2005年开始，向家坝—上海±800kV直流输电工程开工建设，额定电流4000A，最大输送容量7000MW，并于2010年开始投运。云南—广东±800kV直流输电工程（见图2）2010年投入运行，该工程额定电流3125A，额定输电容量5000MW。

青海格尔木—西藏拉萨±400kV直流输电工程在2011年投运。该工程输电容量为600MW，输电电流为750A。宁东—山东±660kV直流输电工程也在2011年投运，其输电容量为4000MW，输电电流为3030A，是“西电东送”项目之一。锦屏—苏南±800kV直流输电工程于2012年投运，输电容量为7200MW，输电电流为4500A，是“西电东送”项目之一。

此外，中国还建设了亚洲首条电压源型直流输电示范工程——上海南汇电压源型直流输电工程，并成功投入试运行。该工程输送容量为20MW，直流电压等级为±30kV。这是中国第一条拥有完全自主知识产权、具有世界一流水平的电压源型直流输电线路，是中国在大功率电力电子领域取得的重大创新成果。



图2 云南—广东±800kV特高压直流输电线路悬垂转角塔（周留才 提供）

到2020年之前，中国还将兴建大约30个高压直流输电工程，输电电压等级包括±660、±800kV以及±1100kV。这些高压直流输电项目的开展为中国长距离、大容量输电技术提供了良好的发展机遇。

参考书目

刘振亚. 特高压交直流电网. 北京：中国电力出版社，2013.

shubiandian shebei zhinenghua

输变电设备智能化 （power transmission equipment intelligentization） 实现输变电设备自身运行状态的智能监测、故障识别、运行决策与控制的技术手段和措施。输变电设备智能化将传感技术、人工智能技术、信息处理技术、计算机技术、通信技术和输变电设备制造、控制和维护技术有机结合，通过对输变电设备工况、状态信息的自动监测和智能分析，实时掌控关键输变电设备的运行状态，及时发现、快速诊断和消除故障隐患，实现对设备的自动控制和高效管理，提高设备运行的安全可靠性和利用率。电力变压器、电抗器、断路器、气体绝缘组合电器、互感器等变电站设备以及输电线路、电力电缆等输电装备可根据实际需要进行智能化。

主要技术内容 输变电设备智能化主要包括设备的智能感知、智能诊断、智能决策或控制、信息交互等内容。

智能感知 智能感知包括识别技术和传感器技术，是物联网感知如电力变压器、断路器和气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）等输变电设备，获取信息和实现物体控制的首要环节。其中，采用射频识别（RFID）技术、近场通信（near field communication，NFC）技术实现设备的标识和位置信息的获取功能，采用传感器技术实现设备的识别、状态感知功能。智能感知技术还将对通过传感器、二维码、RFID等实时感知采集的电力设备的有用状态信息，进行初步处理，以利于信息的传输和利用。

智能诊断 基于智能算法、模型知识、规则、行为、案例等方法在输变电设备故障初期对故障状态及其发展情况作出分析和预测，从而在充分掌握电气设备实际状况的基础上制订合理的维修策略，延长其使用寿命，降低全寿命周期费

用。输变电设备智能诊断技术主要包括状态监测技术、故障识别技术、诊断推理技术、寿命预测技术等。

智能决策或智能控制　根据设备在电网中的重要程度、设备状态的智能诊断结果以及其他相关设备的状态等信息，结合信息论、控制论、仿生学、生物学、数理逻辑等相关科学领域的智能方法，实现基于知识的智能决策，决定设备的检修策略或者对设备的运行状态进行适时、适当的调整与控制。

信息交互　输变电设备信息的交互与共享是设备安全运行、设备智能化的重要功能。实现设备间信息的相互通信，设备端信息与变电站、信息中心间分层次的有效信息交互，设备信息与智能电网其他信息平台的共享与交互等，是实现电网中各设备之间的相互通信、远程控制、远程诊断、故障就地及远程恢复等的必然要求。

起源与发展　输变电设备智能化起源于20世纪70年代开始发展起来的电气设备在线监测与故障诊断技术。最早的在线监测技术起始于20世纪70年代，主要在不停电的情况下对电气设备绝缘参数进行测试；80年代出现了各种专用带电测试仪器，使在线监测技术开始从传统的模拟量测试走向数字化测量；90年代开始，以数字波形采集和处理技术为核心的计算机多功能在线监测技术得到大力发展，基本实现了绝缘参数的全部自动化监测。

进入21世纪后，电力及相关行业开展了一系列研究与实践，对未来电网的发展模式进行了积极思考和探索，提出了智能电网的概念，作为其发展的重要支撑，输变电设备智能化得到快速发展。中国及欧美等国家都开展了输变电智能化的研究，已经形成强大的研究群体，并将依托于智能电网和物联网的建设而快速发展。

美国大部分电力设备投运时间较长，已到了更新换代的阶段。同时，政府提出了推动智能电网发展的新能源计划，意图进行一次新能源产业革命以拉动美国经济。在政策规划的指导下，美国能源部以现代电网活动计划（MGI）和北美同步相量计划为依托，加大对发展智能电网相关技术的投入。在此背景下，美国输变电设备智能化得到快速发展。

欧洲国家为了应对环境压力、供电安全性问题和提高国际市场竞争力，需大力发展电网智能化。欧盟各个国家纷纷制定符合自己国家国情的智能电网发展战略。英、法、意等国都在加快推动智能电网的应用和变革，意大利的局部电网已经率先实现了智能化。大量的电力企业积极参与智能电网建设实践，各种智能输变电设备已开始投入使用。

中国为提升重大技术装备自主创新设计和制造能力，推动输配电制造业向节能、降耗、环保、高效的智能化转变，以支撑智能电网产业化应用和工程建设，相继制定了一系列相关技术规范和标准，并已在特高压技术、高级调度中心、数字变电站等方面取得一些成果。

输变电设备智能化将向三个方面发展：①一体化设计、制造的智能输变电设备；②全变电站重要设备集中统一的智能化改造技术；③从设备维护的智能化向设备控制的智能化发展。

shubiandian shebei zhuangtai jianxiu

输变电设备状态检修（condition-based maintenance of power transmission and transformation apparatus）

根据状态监测、分析诊断确定的输变电设备实际技术状况来决定检修日期和对象的预防性检修，又称预知性维修（predictive maintenance）。它与被动检修（break maintenance）、预防性检修（prevention maintenance）等检修策略相比，能有效防止“过维修”和“欠维修”，延长检修间隔，减少停机时间，减少设备的故障发生率，降低设备的运行维护费用，提高设备的综合效率，特别适用于重要设备的检修。

检修策略的演变　被动检修（break maintenance），又称为矫正性检修（corrective maintenance），是最早产生的检修策略。该方法以设备出现功能性故障为判据，当设备出现故障且无法继续运转时才进行维修。被动检修简单易行，至今仍用于不重要、对系统可靠性影响不大的设备或部件的检修。但是对于重要昂贵的大型设备，采用这种检修方法会造成极大的经济损失并威胁到人员、设备的安全和系统的可靠性。

预防性检修兴起于19世纪第二次产业革命时期，是一种对设备或部件进行定期的检查、试验、调整、校验、更换零件和修理的检修策略，因此又称定时检修（time-based maintenance）或计划检修（schedule maintenance）。预防性检修可以提高整个系统的可靠性，实施程序较规范，检修人员可按照规程办事。但是采用该方法不能应对突发故障的威胁并且不可避免地会产生“过剩维修”，即造成设备有效利用时间的损失和人力、物力、财力的浪费。

状态检修最早在1970年由美国杜邦公司提出，从20世纪90年代至今得到飞速发展。因其以设备或部件的健康状态为依据，为设备安全、稳定、长周期、全性能、优质运行提供了可靠的技术和管理保障，特别适用于重要设备的维修。但是由于状态检修初始投资较高，监测手段和诊断方法尚不完善，该技术仍在进一步研究当中。该策略最初应用于航空航天系统、核电厂和火电厂的检修，现已应用于输变电设备的检修。中国于2008年颁布了设备状态检修相关标准，用以指导各电力公司等开展输变电设备的状态检修工作。

主要技术内容　状态检修包含状态信息获取、状态信息处理和检修决策三个方面的内容。状态信息获取主要来源于设备的运行历史、同一厂家同类设备的故障统计资料和预测性检查和实验结果。先进的传感器（advanced sensor）是实现状态信息获取的重要手段。状态信息处理包括对状态信息的加工处理和对故障进行诊断。故障信息的加工处理需要从现场大量的背景干扰信号中提取有用的信号，并从有用信号中提取出代表设备故障的特征量。故障诊断是依据加工处理后的状态信息对设备或部件进行故障评估、分类、定位和预测，为检修决策提供支持。

输变电设备状态检修的对象主要是输变电系统中的发电机、电力变压器、气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）、电力电缆等重要设备。输变电设备状态检修的重要手段有油中溶解气体分析（dissolved gas analysis，DGA）、局部放电监测、微水含量测试、温度监测、振动监测等。纳米气体传感器、特高频检测、红外热像、介质响应测量等技术的发展提高了监测信息的准确度和精度。研究表明，小波分析方法能有效滤除现场环境下的载波信号干扰和噪声干扰，从比信号强几个数量级的干扰信号中提取出有用信号。图1和图2所



图 1　莫斯科 110kV 交联电缆线路阻尼振荡波局部放电测试

示为电缆线路阻尼振荡波局部放电测试。应用于故障诊断的方法有统计分析、分形分析、模糊诊断、聚类和人工智能技术等。状态检修辅助决策的方法主要为基于决策树、证据理论、粗糙集和人工智能等方法的专家系统。

应用和发展　在输变电领域，通常根据设备的重要性不同，采用不同的检修策略。状态检修技术通常用于重要设备或对整个系统可靠性影响大的设备。在提高可靠性的同时，降低检修费用是检修管理的重要目标。因此，负责检修的部门通常是综合应用定时检修、预防性检修、状态检修等方法，以取得最低检修成本和最高可靠性。

状态检修技术发展的趋势，分为以下三个方面。

(1) 研发新型传感器技术。故障诊断的准确性首先决定于能否获取尽可能多的有用的真实信息，这是后续的数据处理和诊断决策的基础。为了提高故障诊断的水平，研究各种新型传感器已成为故障诊断研究的重点之一。原来用于军事的传感技术，也有一部分正移植到电力设备的状态监测上来。例如，为了诊断大型变压器的故障，美国电力研究院开发出一种直接测量分析油中气体的金属-绝缘子-半导体传感器。它可以在线直接测量和分析油中的四种气体并监视其变化趋势，同时可把测量微水的传感器和它集成起来，并配合负荷电流的测量，实时显示油中气体、水分随负荷的变化关系。此方法现已用于一些电力部门的变压器状态检修前的诊断。

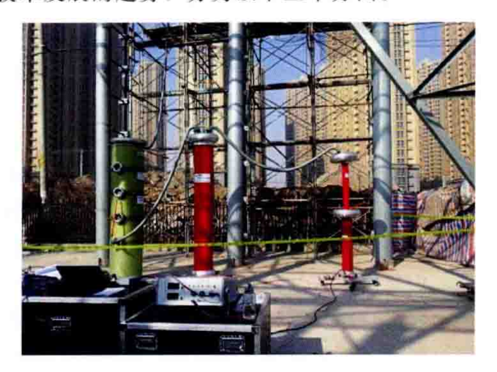


图 2　江苏 220kV 超高压电缆线路阻尼振荡波局部放电测试

(2) 完善输变电设备故障诊断和检修辅助决策方法。输变电设备的在线监测技术和综合评估技术是正确进行输变电设备故障诊断和检修决策的关键。新兴的技术手段如物联网技术、纳米科技和人工智能方法的应用极大丰富和发展了输变电设备状态检修技术。

(3) 与其他检修技术结合扩展为新的检修技术：①以可靠性为中心的检修（RCM）技术。它可视为状态监测技术与系统可靠性分析技术结合的产物。它分为设备和系统两个层次，一是在设备的层次上应用状态估计的方法确定设备检修轻重缓急的顺序，二是在系统的层次上应用可靠性分析的方法确定某一设备如发生故障对整个系统的可靠性的影响，然后根据系统可靠性高和检修费用较少的原则协调检修计划。RCM 已成为全世界几乎所有航空公司采用的方法。20 世纪 80 年代美国电力研究院将 RCM 引入核电厂的检修，后来又应用于火电厂，取得了提高可靠性和降低检修费用的效果。近年来正在将其应用于输变电设备的检修。②基于状态的事先主动检修（condition based proactive maintenance）。将运行中故障分析的信息反馈到设计、安装、运行维护过程中，即通过更好的设计、施工、安装、运行和检修计划来改善检修的效果，延长设备的寿命。所采用的技术和方法有：制定重新设计的规范、精确安装、损坏部件分析、故障根源分析、可靠性工程、延寿技术、防止故障重复发生等。

shubiandian xitong huanjing baohu

输变电系统环境保护　(environmental protection of power transmission and transformation systems)

通过减少和限制输变电系统在建设和运行期间对周围环境的不利影响，将输变电系统对环境的影响控制在可以接受的范围内而采取的一系列工程和技术措施。

输变电系统作为基础设施建设项目，在其建设和运行期间均会对周围环境产生一定影响，如果不采取措施加以限制，将会对周围环境产生不利的作用，从而影响周围生态环境和人类生活，因此，输变电系统环境保护是输变电系统建设的一项重要内容，世界各国对此都非常重视。输变电系统对环境的影响贯穿于整个施工期和运行期，其主要影响因子包括对周围电磁环境、声环境、生态环境、水土保持、水环境、景观等的影响。输变电系统在开工建设前应进行环境影响评估，采取各种有效的工程技术措施，将其影响控制在相关标准、规定的允许范围内。

对环境的影响　主要包括在施工期间和运行期间输变电系统对环境的影响。

施工期间的影响　输变电系统施工期间对环境的影响与一般工业建设项目相近，主要有：①在施工期间由于项目土建施工进行土石方开挖，在开挖过程中造成植被破坏、地表扰动而产生的水土流失和生态影响问题（见输电线路塔基水土保持）；②施工期间由于施工机械设备产生的噪声对周围声环境造成影响；③施工过程中施工人员的生活污水排放，对周围水环境产生影响。

运行期间的影响　输变电系统在运行期间对环境的影响与一般工业项目不同。输变电系统在运行中无环境空气污染物和工业固体废弃物产生，其对环境的主要影响是：①直流合成电场、离子流、直流磁场、工频电场、工频磁场、无线电干扰等对周围电磁环境的影响，同时输变电系统带电部分在高电压下产生电晕放电时所产生的电晕噪声、电气设备在交变电流作用下产生的纯音以及变电站（换流站）内的电气设备机械振动噪声，这些可听噪声对当地声环境产生影响（见输变电工程电磁环境）。②输变电系统的设备和建筑物将永久占用部分土地，由此而对项目区域森林植被、生物资源、生态系统产生的影响。③输变电系统中的变电（换流）站在运行过程中产生的生活污水排放，事故时绝缘油等污染物的排放，由此而对周围水环境产生影响。④输变电系统变

电站（换流站）的建筑物、设备，输电线路的杆塔、导线等，与周围景观环境不一致，而导致对周围景观环境的影响。

保护方案制定 为尽可能减少输变电系统在建设和运行中对周围环境产生不利影响，在输变电系统设计中应制定相应的环境保护方案。环境保护方案的制定一般通过全面收集项目建设地区的各个环境敏感区域，并针对不同环境影响因子对各个敏感区域的不同影响，全面分析研究，提出不同的设计和建设方案，将输变电系统对周围环境的影响限制在相关国家标准规定的限定值内，将线路建设对周围环境的影响降低到允许的程度，实现对周围环境的保护。如通过采取一系列的技术措施，降低电磁场强度、控制可听噪声、减少对周围植被的破坏和地表的扰动、协调输变电系统建（构）筑物与周围环境的关系，从而将输变电系统对环境的影响降到最小。

环境敏感区域 主要是指对输变电系统环境影响因子敏感的区域，如自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、文物保护区、军事用地、城镇规划区、居民聚集区等。

保护措施 主要有：①采用合理的设计技术方案，将输变电工程带电设备产生的电磁环境影响控制在相关标准规定的数值内；②采用与现场地形地质条件相协调的设计方案（如图所示采用高低腿铁塔），减少施工中的土石方开挖量；③线路通过林区采用高塔跨越，减少林木砍伐；④对扰动过的土壤采用生态植被恢复措施；⑤在变电站（换流站）内采用隔噪措施，将内部设备噪声与外界隔离；⑥将输变电系统建（构）筑物与周围环境相协调。


铁塔采用高低腿设计减少生态环境影响

shudian dianya dengji

输电电压等级

(voltage grades of power transmission and transformation) 输电网中用于升高电压和降低电压的各级电压层次。输电网及电力设备的额定电压等级系列在同一输电网中具有统一性，在电力企业与制造行业之间具有标准性。

输变电的电压等级选择需考虑的因素有：①国家电压标准；②本网电压序列；③电网的经济性、可靠性和对发展的适应性；④对环境的影响；⑤设备制造能力；⑥电压等级的发展。

促使发展高一级电压等级的因素一般有：远距离大容量输电；输电走廊的限制；减小短路电流水平；建设高可靠性网架。发展更高一级电压等级一般要考虑：①满足电力系统发展的要求，适应电力系统中长期发展，考虑全系统的经济性，有利于更高一级电压等级主网架的尽早形成，以保证电力系统运行的可靠性。对于长距离、大容量输电，应尽早规划，避免仅根据个别工程的技术经济比较来决定电压等级，同时还应考虑与直流输电方案的比较。②要与本网当前的电压序列相协调，相邻两级电压之比一般不宜低于2。③要具体分析采用新的电压等级后节省输电线路走廊的效益。④要考虑对环境的影响以及公众对其的承受能力。⑤要考虑相邻电网互联的可能性，电压相同的联网最为经济可靠。⑥要兼顾本国电力设备制造和供应的能力，还要考虑技术的成熟性、共享性和未来的发展趋势。发展更高一级电压等级一般需要20年时间，需要大量资金和技术投入，风险很大。能够与其他国家或其他电力公司共享研制成果和运行经验是降低风险的途径之一。

电压等级 中国国民政府建设委员会在1930年制定了中国第一个电压频率标准《电气事业电压周率标准规则》。1949年后，统一和简化了电压等级，逐步建立起中国国家电压标准，于1959年第一次颁布了国家标准GB 156《额定电压》。国家电压标准，是统一电力行业、电力设备制造企业以及用电工业和电力用户之间电压序列的强制性技术标准。

中国的电压标准以系统标称电压表示，GB/T 156—2007《标准电压》中有关输电的交流电压等级为（括号内数字为设备最高电压）：35（40.5）、63（69）、110（126）、220（252）、330（363）、500（550）、750～765（800）、1000（1100）kV；高压直流输电系统标称电压为：±400、±500、±660、±800kV等。

国际电工委员会在IEC 60038—2009标准中给出适用于标准频率分别为50Hz和60Hz的交流输电电压等级（括号内数字为设备最高电压）：66（72.5）、110（123）、132（145）、220（245）、69（72.5）、115（123）、138（145）、230（245）kV；各个国家对于245kV以上电压等级的选取标准都各有不同。该标准还对输电电压等级的选择提出两点建议：①任一国家内，相邻两级电压之比不应小于2；②任一地理区域内，对下列括号内的各种电压等级只能选用其中一种：（245、300、363kV），（363、420kV），（420、525kV）。

国际大电网会议（CIGRE）与国际供电会议（CIREC）联合工作组报告提出推荐的相邻两级电压之比：超高压（220～500kV）以下的为大于3，高压（50～150kV）以下的为大于5。

电网电压序列 在同一个电网中采用的各层次的电压等级，组成本网的电压序列。国家电压标准是列举了允许使用的标准电压，不必按表逐级依次采用。中国大部分电网的电压序列是500/220/110kV，西北电网有750/330/110kV和750/220/110kV两种模式同时存在。

电网电压序列是本网统一规定并形成的电压等级分层序列，但各电网可以根据自身的特点完全依次沿用，也可以越级使用，以利于减少降压层次，节约变电损失。例如中国大多数电网的电压序列是：500/220/110/35/10/0.4kV，而有些城市和地区电网简化了降压层次，为500/220/110/10/0.4kV或500/220/35/10/0.4kV，电压序列减少一级，可以获得较大的经济效益。原有的3.3kV或6.6kV电压等级，绝大部分已取消，升压为10kV，达到了简化电压层次的

目的。

国际输电电压序列，大体上有三种模式（不考虑电压的细微差异，按大致归类）：①400/220/110kV 序列。以英、法、德、瑞典为代表的部分欧洲国家，采用这种序列。瑞典从 1952 年开始发展 380/220kV 序列，以后为 400/220kV 序列。②500/220/110kV 序列。采用这种序列的国家有独联体国家、美国、加拿大等。1956 年苏联建成双回 400kV 输电线路，1962 年升压为 500kV，从此开拓建立了这种序列，并普遍推广。1985 年，苏联 1150kV 输电工程升压投运，开创了特高压输电，并使这一输电电压序列扩展为 1150/500/220/110kV。③750/330/110kV 序列。采用这种电压序列的有美国、独联体国家、加拿大等。

在美国、独联体国家、加拿大等一些幅员广阔的国家，由于历史的原因，存在着 750/330/110kV 与 1150/500/220/110kV 两个电压序列并存的现象。

1962 年国际大电网会议上，超高压电压标准化国际工作组建议：①原来主要采用 220kV 或 230kV 的国家，最好选用 500/230kV 电压序列；②原来主要采用 330kV 或 345kV 的国家，最好选用 750/330/110kV 电压序列；③在同一个国家内最好选用一种电压序列，这样可避免不同电压的电网互联时需要安装互联变压器而增加投资与运行费用。国际电工委员会（IEC）在 IEC 60038—2009 中也提出：用 500/220kV 序列，或用 750/330/110kV 序列，相邻两级电压之比最好不低于 2。

电压等级的发展 主要考虑更高一级电压等级的发展和出现的时机。20 世纪 50 年代初至 1973 年中东石油危机爆发前，主要经济大国的电力需求增长了 4 倍左右，甚至更多。与此同时，火电单机容量也大约 5 年翻一番。因此就有了电压等级 20 年翻一番之说。如果更高电压等级出现得过早或电压等级选择过高，或者实际负荷增长远低于预期增长速度，将造成高一级电压等级系统在较长时间内难以成为主网架，这样就不利于系统运行可靠性，又将造成下一级电压电网过度发展。如果更高电压等级出现得过晚，也将造成下一级电网过度发展，而不利于更高电压等级主网架的形成。如果更高电压等级选择过低，将会影响全网的经济性，使得在不远的将来又被迫考虑更高电压等级，造成电压层次过多，影响系统运行可靠性。

1994 年国际大电网会议（CIGRE）对特高压技术研究做了总结，除独联体国家和日本建成了特高压输电线路外，20 世纪 80 年代中期以后，大部分原来计划采用特高压的国家都推迟了或放弃其特高压计划，如美国、意大利等国。造成这一现象的原因是多方面的，主要有：①电力需求增长变慢，与原来预测有较大差距；②受环境保护的限制，使新建高压输电线路日趋艰难；③超高压直流输电技术在长距离、大容量输电中与特高压输电技术相竞争；④*灵活交流输电*、*紧凑型输电线路*等新技术的工程应用为提高现有输电网络的输电能力提供了可能性；⑤由于负荷发展缓慢和环境限制等原因，集中电源的规模和远距离输电项目受到限制；⑥特高压输送能力大、可靠性相对较差，影响电网运行可靠性；⑦特高压输电设备的制造技术受到制约。

中国已经进入了特高压交直流混合电网（见*交直流混联输电*）运行时代，已投运交流 1000kV 和±800kV 特高压输电工程，提高了全国能源大范围优化配置水平。

shudian rongliang

输电容量

（transmission capacity） 输电线路在规定的工作条件下送端允许通过的有功容量值，又称输电能力或输送容量。输电线路的输电容量主要取决于：①线路本身的技术条件，如电压等级（见*输电电压等级*）、线路结构、导线截面、线路长度等；②线路在系统中所处的条件，如线路在系统中的作用和位置，以及当时电力系统的运行工况等；③系统的技术约束条件，如安全校核、稳定标准等。同样技术条件下的线路，作为发电厂输出线，作为某两连接点之间的连接线，作为向某负荷点供电线，或者作为两大电力系统之间的联络线，因其在电力系统不同发展阶段中所处的地位和所起作用的不同，系统技术约束条件不同，其输电容量也各不相同。甚至即使是同一线路，在电网的不同运行方式下，其输电容量亦不相同。因此，在阐述输电线路的输电容量时，需要同时说明它在电力系统中所处地位、所起作用以及决定其输电容量的技术约束条件。

确定输电容量的技术约束条件有：导线容许发热、线路容许电压降和电力系统规定的安全稳定测试条件。一般而言，对于输送距离较短的线路，由导线允许发热条件确定其输电容量；对于向某一负荷点供电的线路，常按允许电压降来确定其输电容量；对于长距离、重负荷线路，则要按电力系统规定的安全稳定测试条件来确定其输电容量。

自然功率 输电线特征参数之一。其表达式为

$$P=\frac{U^2}{Z}$$

式中 P 为自然功率，MW；U 为线路电压等级，kV；Z 为波阻抗，Ω。

自然功率取决于线路结构和电压等级，与外部条件及运行工况无关。下表列出了几个电压等级线路的自然功率参考值。

不同电压等级线路的自然功率参考值

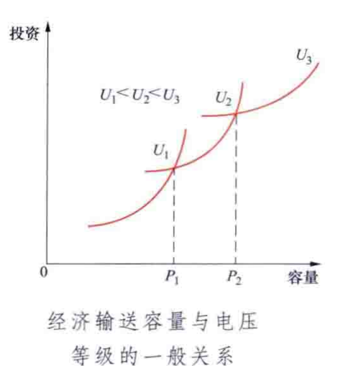
线路电压等级(kV)	导线分裂数	波阻抗(Ω)	自然功率(MW)
220	1	385～415	116～125
	2	285～305	158～170
330	2	285～305	357～382
	3	275～285	382～396
500	3	275～285	877～909
	4	255～265	943～980
750	4	255～265	2122～2205

输电线路输送自然功率时，线路单位长度的无功损耗与充电功率相等，线路实现无电压降输送。一般而言，输电线路输送功率大于（或小于）自然功率时，线路无功损耗大于（或小于）充电功率，线路末端电压低于（或高于）送端电压。这将决定对线路无功补偿技术措施的不同要求。由于自然功率的这一特性，有人也将其作为线路的理想输电容量应用于理论分析。但一般不宜将自然功率作为线路输电容量应用于工程项目研究。

经济输送容量 根据线路造价和损耗等经济因素确定的合理输送容量。对于一种输电要求，一般可有几个不同电压等级的输电方案能满足其技术要求，但各方案的线路回路数、系统短路容量水平、无功补偿设备的要求，以及系统安

全约束条件是不同的，其综合投资也是不同的，但在一定的输送容量范围内，必有一种电压等级的方案是最经济的。

经济输送容量与电压等级的一般关系如图所示。图中U为电压等级，且$U_1<U_2<U_3$。任一既定电压等级的线路，当输送容量逐步增加时，投资也逐步增加。当输送容量小于或大于一定范围时，则另一种电压等级的线路将更经济。图中曲线的交点即为各不同电压等级的经济输送容量的分界点。分界点的具体数据，由具体技术经济比较而获得。在一般条件下，当电网总体输送容量较大时，可考虑采用高一级电压等级线路；对局部电网或个别工程出现的较大输送容量，也可考虑采用提高输送容量的措施或直流输电。



经济输送容量与电压等级的一般关系

输电容量的外部约束条件　从大电源向电力网输送电力的输电线路，其输送容量要与电源容量相适应并留有余地，避免因线路故障，使电源出力受阻，而降低电力系统的可靠性。

复杂电力网（如环状网络）中的输电线路，其输电容量不仅取决于线路自身的能力，还要受网络结构、系统安全稳定测试条件以及运行方式等外部约束条件限制。特别是在不同电压等级的线路经变压器耦合的电磁环网中，由于网络阻抗的不均一性，高一级电压等级线路的潮流远低于其输送能力，而低一级电压等级线路的潮流又过大以致使线路过负荷，使电网输电能力不能得到充分利用。（见输电网络）

提高输电容量的措施　主要有：①改善电力系统的潮流分布；②加强网络结构和电压支撑能力；③提高继电保护和自动化水平；④提高输电电压等级；⑤降低波阻抗，提高自然功率；⑥提高线路设计可靠性水平，降低故障率；⑦采用新型输电技术，如灵活交流输电、紧凑型输电线路以及多相交流输电等技术。（见输变电技术展望）

shudianwang hulian

输电网互联　(transmission grid interconnection)

为实现电力交换，从中获得一定的效益，通过输变电设备将两个或多个电网联系在一起的方式。电力系统的发展是与电网互联密切相关的。输电网互联的发展取决于从联网中获得的实际利益是否大于为联网而付出的代价，亦即参与互联的电网是否都能从电网互联中获得净收益。理论上讲，输电网互联在技术上没有容量或地域上的规模限制。

联网方式有同步联网、非同步联网和虚同步联网三种方式，通常主要是同步联网和非同步联网两种。选择采用同步方式还是非同步方式联网，通常不仅要进行技术、经济和管理方面的比较研究，还要考虑到各电网的运行经验和习惯以及其他因素，如它们在历史、地域和政治上的差异。

同步联网　不同电网通过互联连接在一起同步运行，并实现功率交换。同步联网包括纯交流联网方式和交直流混联（见交直流混联输电）方式两种。同步联网的优点：①联网线路长度在交直流等价距离以内的联网，交流同步联网一般较为经济。这一情况在电网周边互联时常常出现。②便于分散落点、就近供给负荷，避免远距离的电力输送。③必要时，交流联络线可以中间开口落点或分期建设，能够比较灵活地适应电网的变化，交流联络线也可用于加强电网内部的网架。④任一电网发生事故时，电网间能够及时地实现相互支援。缺点是：①运行管理复杂，组织结构和协调工作的难度将随着互联电网成员的增加而加大。②联络线潮流不易控制，在电网之间多点互联时，要防止正常运行时的环流和事故时功率转移的冲击及其影响。③交流电网网架较弱时，交流同步联网可能会出现稳定问题，这种情况常发生在负荷分散或负荷密度较低的电网间互联。④当系统发生多重故障或连锁反应时，由于电网间的相互影响而导致事故扩大或大面积停电的可能性增加。⑤电网弱互联可能出现低频振荡。⑥交流同步联网要注意联网点附近的短路电流上升、无功流窜和电压控制问题。

非同步联网　不同电网连接在一起，隔离互联电网间的频率联系，仅实现功率交换。非同步联网主要指通过直流输电设备（直流线路或直流背靠背换流站）实现的联网。图1和图2展示了中俄直流背靠背联网工程黑河换流站和跨河线路（额定电压±125kV、额定电流 3000A、额定功率750MW，2011年12月投运）。非同步联网主要应用于：①不同频率或频率控制下不兼容电网之间的互联。前者如日本中部电网和东京电网之间的互联，后者如东欧和西欧在奥地利的直流背靠背联网。②跨海电网间联网（电缆长度超过几十千米），如英、法电网互联。③采用交流联网不经济的电网间互联，通常是大容量远距离输电的联网。④两个庞大电网间的互联或者联络线潮流难以控制的电网间的互联，如美国东、西部电网在落基山脉的联络线，因功率振荡致使联络线

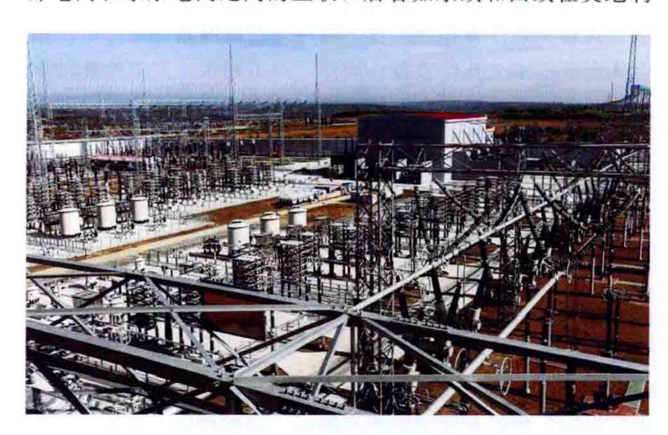


图1　中俄直流背靠背联网工程黑河换流站

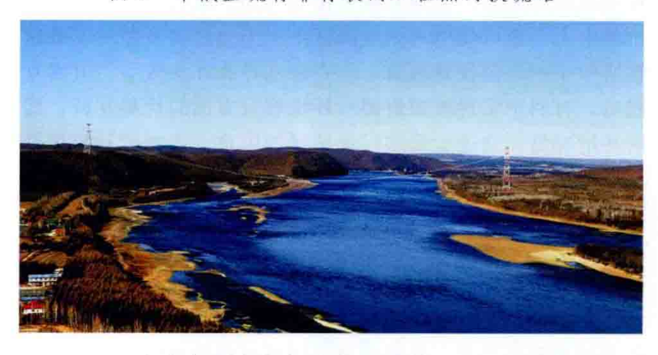


图2　中俄直流背靠背联网工程跨河线路连接中俄

经常跳闸而不得不改为直流背靠背联网。⑤输电线路走廊紧张的联网。⑥可以使互联电网间有更为自主的组织形式，简化管理工作。非同步电网的缺点主要有：①换流站设备复杂、造价高、可靠性低于交流变电站。②与交流电网互相作用，对直流逆变站落点的短路比有一定要求。③多个换流站之间的协调控制困难。④换流站会产生谐波电流。

虚同步联网　将某一电网的一部分系统（包括负荷和发电厂）或者变电站从电网中分离出去，通过交流联络线同另一电网联网，同步运行。在事故情况下，联络线必须断开时，这一部分系统又联回原电网。这种联网主要适用于同步联网存在一定的技术经济困难、联网规模较小的周边电网互联，如东欧解体前，奥地利的维也纳东南系统与匈牙利的联网。

联网效益　电网通过互联可以取得联网效益。主要有：①错峰效益。不同电网所处的经纬度、等温线、地理条件、气候特点、生活习惯以及负荷构成等方面存在的差异，使得各电网的负荷曲线和最大负荷出现的时间也将不同而存在错峰效益，使得互联电网的峰谷差减少、负荷率提高，错峰效益主要体现在电网互联后备用容量的减少和可靠性的提高。②提高可靠性或降低备用效益。电网互联后，各电网的备用容量可以相互支援，使得互联电网的可靠性提高，同时检修也更易安排，或者是互联电网要求的总备用容量减少。③水文和库容补偿效益。不同电网中的水电站可能处在不同的流域，其水文条件将存在差异，通过互联电网联合安排电厂出力从而获得水文补偿效益；同样，对不同水库调节性能的电厂之间的出力进行联合安排，可以获得库容补偿效益。④提高再生能源利用率。利用水能、风能、太阳能和潮汐能等再生能源发电，其出力具有随机性和季节性，输电网互联后扩大了系统规模，提高了消纳可再生能源发电出力随机性和季节性的能力。⑤降低运行成本和调峰支援效益。电网互联后，可以使水电机组、高效率机组和廉价燃料电厂多发电，降低运行成本；由于电网互联后，整个电力系统容量增加，单台机组容量和电厂规模可加大。可更多地投入大型、特大型高效率机组，使整个系统火电厂的供电煤耗、供电成本及电厂运行、维护和管理的成本降低。⑥扩展电力市场和降低投资风险的效益。电网互联可使电力用户最大限度地获得廉价的电力，也可使电力企业降低由于当地经济发展的不确定性所带来的电源投资风险。⑦资源互补和环保效益。电网互联后，有利于实现能源资源和环境容量方面的优势互补，缓解环境容量、交通运输和厂址选择的困难，或者可利用最佳厂址等，同时还可以充分利用自然界的消纳能力，减轻局部环境压力。

必须强调，电网互联效益的获得与互联电网间在规划、设计、运行和管理方面的协调程度有很大关系。为使联网效益落到实处，互联电网间可通过合同或协议明确互联电网间的责任和利益关系，并将通过合同可以稳定获得的联网效益纳入参与互联的各电网的能源政策、电力供需平衡和电网发展之中。为此，互联电网间必须保持长期的、稳定的政治和经济的彼此信赖和合作关系。

联网代价　电网互联所付代价主要有：①与联网有关的输变电设备的投资和运行费用。此项支出将随着联网交换容量的增加而增大，而且网损将随着交换电量或输送距离的增加而增大，并将降低系统的安全性和经济性，进一步将限制或影响联网效益的获得（如装机容量的减少、机组的经济开机顺序等）。②各电网内部因联网后产生的潮流变化和技术问题（如各电网内部可能出现的短路容量增加、稳定水平变化以及低频振荡等）所需增加或更换的输变电及相关设备的投资与运行费用。对于参与互联的电网，不仅要考虑联网工程本身的效益和影响，还要考虑联网对其电网内部网架和系统运行的影响，以便作出正确的决策。③联网后电网的调峰调频问题将变得更加复杂，协调互联电网的运行而增加的通信、调度自动化和安全监控措施等方面的投资及运行费用。④为协调互联电网的规划、设计和运行等方面问题而增加的管理难度及费用。定量分析电网互联带来的管理工作的难度和费用是比较困难的，但组织机构的复杂性及其工作难度是与互联电网的成员数或有关的调度中心数目有直接的关系。国际大电网会议（CIGRE）工作组的研究表明，许多电网成员认为超过一定规模后，组织协调问题将会削弱增加互联电网的数目所产生的效益，随着互联公司数目的增加，出现某些成员不遵守共同协议的可能性也会增大。

shudian wangluo

输电网络

（transmission network）　由若干输电线路组成的将许多电源点与供电点连接起来的网络体系。输电网络是按电压等级划分层次，组成网络结构，并通过变电站与配电网连接，或与另一电压等级的输电网络连接。国际上通常将150kV以上电网称为输电网络，但是在发展中国家132kV甚至60kV电网也可能被称为输电网络。在中国，输电网络一般由电压为220kV及以上的主干输电线路组成。输电网络要能适应或满足各种可能运行方式的要求，并保证系统运行安全。

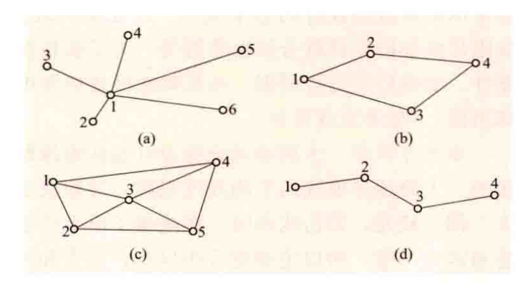
结构型式　一般可分为放射状、环状、网状和链状等基本结构型式，如图所示。实际的输电网络往往是多种结构的混合体。不同结构的网络，其可靠性和输电容量的要求也不同。任何一种网络类型的形成，并不是任意的，它与电源的开发建设、负荷分布、经济发展历史以及自然条件等因素相关，但也不能任其自流、逐渐延伸，以致造成网络结构不合理。做好不同时期的目标网络规划，有预见、有目的地发展网络，是建设好电力系统的根本任务。

放射状网络　如图（a）所示，除放射的中心节点1以外，其他节点均只与一条输电线（或一个方向的几条并联输电线）相连，该输电线的容量以满足它所连接的节点的要求而定。一条线路或一个方向的并联线路如果中断，该节点即与网络分离，该网络的可靠性就较差。

环状网络　如图（b）所示，任一节点均有两条输电线（或两个方向的并联输电线）与之相连，任一方向的线路断开后，节点仍与网络相连，故其可靠性较放射状网络的高。输电线的输电容量除应满足网络正常状态下的输电要求外，还应满足网络中其他方向的线路断开后的非正常方式下的输电要求，以避免未中断的线路因潮流改变而过负荷跳闸，造成连锁反应。

网状网络　如图（c）所示，任一节点均有两条以上的输电线（或两个方向以上的并联输电线）与之相联，输电线路的容量同样必须满足网络正常及非正常方式下的输电要

求，但由于每一个节点上的输电线路数比环状网络的多，因连锁反应而导致不必要跳闸的可能性小，故其可靠性比环状网络的要高。网状网络的节点间联系紧密，输入阻抗及转移阻抗小，网络的短路容量水平高，有时会对断路器提出较高的要求。



输电网的基本结构
(a) 放射状；(b) 环状；(c) 网状；(d) 链状

链状网络　如图（d）所示，网络中各输电线路通过节点首尾相连。每一条输电线（或每一方向的几条并联的输电线）的输电容量取决于连接节点的电源出力和负荷水平以及相邻线路的潮流。

输电线路性质分类　按照输电线路的重要性及其在输电网络中的作用，输电线路可分为输电干线、连接线和联络线三类。

输电干线　主要电力输送通道上的输电线路。它的开断或故障会导致整个网络运行状况的恶化，甚至造成连锁反应。若干输电干线连接成为骨干网络，或称网架。保证输电干线以及骨干网络的安全运行，是整个电力网安全运行的关键。形成一个坚强的网架，是建设一个强壮电力网的基本保证。

连接线　非主要电力输送通道上的输电线路，它的开断或故障不会影响整个网络的运行，甚至并不导致电力网局部停电。这种线路形成的原因有：①由于可靠性原因而架设；②由于经济原因而架设；③由于局部潮流平衡而架设；④由于电力网发展，使原来的输电干线的重要性降低而形成。

联络线　连接两个或多个电力网的线路。联络线在电力网正常运行时的作用是调剂电力网间的电力余缺，合理使用能源，实现经济运行；在电网发生故障时的作用是相互支援，减小停电范围以及易于恢复供电。联络线除正常时即有大量电力输送外，一般故障开断不会造成所联电力网的运行困难。连接两个大容量电力网的联络线上的功率可能会发生振荡，其主要原因是：①电力网间产生调频误差；②自动调节装置的随机扰动；③电力网操作引起潮流变动；④电网故障引起发电机之间的功角摇摆；⑤负荷的随机波动；⑥电力网弱阻尼以及负阻尼。这种现象通常在电网弱互联时比较明显。

地区网络性质分类　大型输电网络是由主干电网（简称主网）和若干地区电网相连组成的。被接入主网的地区网络的性能与输电网络的运行有密切关系。地区网络按其在电力系统中所处位置不同，一般可分为送端电网、中间电网和受端电网三类。地区电网的送端、中间、受端之分是相对的，会随着电网的发展而变化。因此，注意地区电网的这种变化而随之改变和加强地区电网，是十分必要的。

送端电网　有大量电源并以向主网输出电力为主的地区电网。它与主网的联网点通常为地区主力电厂的最高一级电压母线。具有多个大电源的送端电网同时向主网送电时，电源在送端电网要适当分散，避免同时失去大量电源，威胁主网安全。

受端电网　处于主网一端的以受电为主的地区电网。在本地区内有一定电源。大型输电网络往往有多个受端电网。受端电网联网点通常要满足以下要求：①电力吞吐灵活、方便；②有足够的电压支撑能力；③地区网络与主网的联系阻抗要小等。适宜的联网点通常是地区电网的区域变电站。地区主力电源点虽有电压支撑能力，但不宜选作联网点，以免当电源过于集中造成严重故障时，地区电网损失电源过多。若受端电网受电比例过大（例如大于30%），则在电网结构上要防止与主网突然断开的可能性。发生这种故障会造成地区电网因大功率缺额而产生大面积停电、电压或频率崩溃。

中间电网　与主网有一定的电力交换，但并非处于主网送、受端的地区电网。中间电网过网潮流及其变化通常较大，因此对中间电网的输送能力以及无功控制和电压调节能力提出了较高的要求。中间电网的电压支撑作用对主网的输送能力有较大影响。链状结构的主网，尤其需要中间电网的电压支持。主网振荡会造成中间电网的电压大幅度波动。中间电网的无功、电压调节能力强，有利于平息主网的功率振荡，反之则将导致中间电网稳定被破坏，进而加剧主网的振荡事故，以致全网瓦解。为了加强中间电网的电压支持作用，常采用中间无功补偿措施。

发展状况　输电网络一般都是由薄弱到坚强逐步发展起来的。在网络形成初期，结构形式较为简单，单回路链状网络、单回路环状网络以及不同电压等级的线路，经变压器耦合成高低压电磁环状网络等，是常见的结构型式。这种网络的结构较薄弱，可靠性差，故障波及范围大，故障恢复时间长。

网络结构薄弱是电网运行不安全的主要根源之一。结构薄弱的主要表现有：①网络结构松散，地区电网与主网间联系阻抗大，主干线输送能力不够，易于失去稳定，发生功率振荡事故；②线路潮流不合理（如电磁环网），事故应变的灵活性差（如单环网络）；③主网或地区电网电压支撑能力较差；④网络结构与电源分布不相适应，大量电源未接入主网，而是接入低一级电压网络或地区电网，正常运行中可能发生电源送不出去的窝电现象，主网故障时由于潮流阻塞而失去支援能力；⑤地区电网受电比重大且受电点过于集中。加强电网结构，避免产生连锁反应、稳定破坏、频率或电压失控等造成大面积停电的危险，是电网建设中的重要课题。

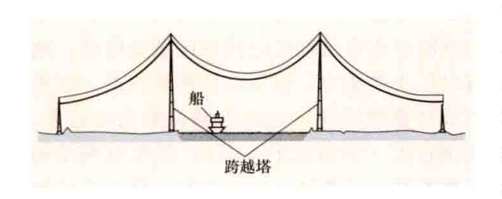
大电源的接入、地区电网的联网和高一级电压等级的出现等，是电网发展的重要契机。利用这些机会，增强网络结构，是电网规划设计的主要任务之一。大电源接入电网，应视电源容量大小而选择接入电网中相应的电压等级和接入地点，避免电网短路容量过大、电力调度不灵活和潮流阻塞等缺点。

shudian xianlu dakuayue

输电线路大跨越　(large span crossing)　架空输电线路跨越通航江河、湖泊和海峡等，因档距较大（一般在1000m以上），导线选型或塔的设计需要给予特殊考虑的耐

张段，简称为大跨越。大跨越工程的跨越点选择、电气部分（导地线选型、导地线防振和防舞，绝缘与防雷，绝缘子金具串）以及结构部分（杆塔、杆塔基础）的设计都有专有的标准，以提高其运行的可靠度。为了阻隔两端陆上线路可能发生机械故障时对大跨越安全造成的影响，大跨越工程自成独立的耐张段。多数形成耐-直-直-耐跨越方式，如图所示。

跨越点选择 跨越位置一般选在水面较窄、河岸稳定的地段，综合考虑水文、地质条件，避开河道不稳及其他影响线路安全运行的地带或采取可靠措施。跨越点的确定还应结合陆上线路路径方案，并符合跨越所在区域的规划、航空、航道、海事、水利和环保等部门的规定，必要时由专业部门进行防洪评估，通过综合技术经济比较论定。为了节省输电线路走廊占地，充分发挥跨越点资源的作用，一般采用同塔双回或同塔多回方案。



耐-直-直-耐跨越方式

大跨越电气部分 主要包括大跨越工程的气象条件；导线、地线（含光纤复合架空地线 OPGW）选型；导线、地线（OPGW）防振和防舞；绝缘与防雷和绝缘子金具串等方面。

气象条件 气象条件根据跨越点附近气象资料的数理统计结果，结合已有工程的运行经验来确定，基本风速、设计冰重现期 110～330kV 按 30 年一遇，500～750kV 和 ±500～±660kV 按 50 年一遇，±800kV 和 1000kV 以上按 100 年一遇考虑。

导线、地线（含 OPGW）选型 导线选择的优劣直接影响大跨越工程的投资，以及输电功能能否充分实现，保证长期、低耗、安全运行。因此用于大跨越工程导线要具备：①必需的载流能力，降低其电阻以减少运行损耗；②良好的力学性能，减小弧垂降低跨越杆塔的高度，在恶劣气象条件下保持充分的强度储备；③良好的耐腐蚀性能；④用于各电压等级的导线及其相线结构，满足不产生电晕和有关地面最大电场强度等电磁环境影响方面的要求。

20 世纪 60 年代前，大跨越采用镀锌钢绞线。1976 年建成的 220kV 南京燕子矶长江大跨越采用了钢芯铝包钢绞线。至今在大跨越工程导线的使用上已形成了高（特）强度铝合金（铝）与铝包钢两大绞线系列。高强度、小弧垂具有较大载流量的导线使用，提高了大跨越线路的技术水平。大跨越工程按输送容量选择导线时，不必追求较低的电流密度，应按导线发热条件考虑。大跨越工程导线建设费用的降低和大跨越段的运行损耗的增加，应通过年最小费用法进行比较后确定。

大跨越地线（含 OPGW）选型主要考虑其机械和防雷性能，着重导地线的配合。

导线、地线（含 OPGW）防振和防舞 大跨越导地线挂点高、档距大、风力持久，地形条件较有利于产生平稳的层流风，极易产生微风振动，并引起断股。为了保证导、地线的安全运行，导、地线防振措施应遵循：①选用具有良好耐振性能的导地线产品。②限制导地线的平均运行应力。③采取防振性能较好的悬垂线夹。④安装有效的消振装置，如阻尼线加防振锤联合防振装置等。为了验证防振设计的可靠性，架线后应进行测振。在易舞地区还应考虑大跨越的防舞措施。（见导地线防振）

绝缘与防雷 大跨越的绝缘设计包括绝缘配合、防雷和接地。大跨越导地线的平均高度很高，导地线之间的距离较大，耦合较差，雷击线路时，在绝缘子串上产生的过电压比普通线路严重，所以绝缘配合中以防护雷击和对雷电过电压的绝缘配合为重点。采取加强防护措施，有效地提高大跨越的耐雷水平。由于接地电阻上的电压是雷击过程中绝缘子串承受电压的一个组成部分，绝缘设计中应结合塔位的实际情况，尽可能做到雷雨季干燥条件下冲击接地电阻满足要求，并在塔周使用环形接地和利用基础施工创造的条件而深埋接地体相结合。（见架空输电线路雷电过电压防护）

绝缘子金具串 大跨越绝缘子金具串承受的荷载大，一般采用大吨位多串组合，为了减少大跨越绝缘子在运行中的更换，应选用低老化（低自爆）率的优质产品。金具是绝缘子串的重要组成部分，包括连接金具和线夹等。大跨越用的悬垂线夹有三种：①滑动线夹。早期的大跨越为减轻高塔的纵向荷载，节省塔材，多采用这类线夹，但这种线夹构造复杂且安装防振装置较困难。②有限握力线夹。线路正常运行时可传递一定的纵向张力作用于跨越塔上。断导线时，因一侧张力超过线夹握力，导线被释放，避免高塔承受断线张力的荷载。③固定线夹。线夹握紧导线，高塔承受导线的不平衡张力和断线张力，荷载比较大，需要对铁塔进行加强。但线夹构造简化，便于安装防振装置，是大跨越工程主要选用的方式。（见线路金具）

大跨越的结构 主要包括大跨越工程跨越塔塔型和基础型式等方面。

跨越塔 世界上已建的大跨越高塔主要有三大类：①角钢组合塔，具有单件重量轻，加工、运输和安装比较方便的优点。但风荷载大，消耗材料量大，结构复杂。欧洲和北美采用较多。②钢管组合塔，美观轻巧，风荷载轻，省材料，塔越高则经济性越明显。20 世纪 90 年代后，是大跨越工程跨越塔选用的主要结构型式。③钢筋混凝土塔，是中国独创的大跨越线路结构，与钢结构相比具有取材容易、施工方便、耗钢量少，坚固耐用和维护简单等特点。20 世纪 90 年代前在多个大跨越工程中使用。混凝土塔身只能在基础完成后浇筑，施工质量较难控制，工期较长。

大跨越基础 大跨越工程的基础必须支撑几千吨上部铁塔传递下来的作用荷载，所以绝大多数大跨越工程采用桩基基础。大跨越工程中使用的桩基主要有 4 种型式：①灌注桩，是中国大跨越工程最常用的基础型式，该类基础所需设备简单，施工简易可行。②预应力高强度混凝土管桩（简称 PHC 桩），在其他国家大量采用，中国应用较少，500kV 江阴大跨越采用此种基础。③H 型钢桩，价格较贵，在中国大跨越工程中尚无使用实例。④钢管桩，在大跨越工程应用不多。

辅助设施 大跨越工程辅助设施包含：①攀爬设施，分主体攀爬设施（有斜爬梯、铁塔攀爬机、电梯三种），辅助攀爬设施（包括旋转爬梯、脚钉、休息平台、走道、护栏

等）。②警航设施，在跨越塔上设置太阳能航空障碍灯，或在地线上装警航球等。③根据需要设置相关的在线监测装置等。

大跨越工程现状 具有代表性的大跨越工程有德国380kV易北河大跨越，跨距1200m，塔高227m；日本500kV本四联络线大跨越，跨距1575m，塔高178m；正在筹建的印度尼西亚500kV Java-Bali大跨越，跨距约2689m，塔高376m。中国是大跨越线路最多的国家，近60年来在江河和海峡上建成了150多项220kV以上交、直流线路大跨越，具有代表性的大跨越工程见表。

中国具有代表性的大跨越工程一览表

大跨越名称	电压(kV)	跨越塔结构型式	跨距(m)	塔高(m)
武汉沌口	220	钢筋混凝土	1772	146
南京燕子矶	220	钢管组合	1933	193.5
广州珠江	500	角钢组合	1550	237.5
江阴长江	500	组合角钢	2303	346.5
舟山跨海	500	组合钢管	2756	370
广州西江（同塔四回）	500	钢管	1230	183.5
安庆新吉阳	800	钢管	2052	242
芜湖获江	1000	钢管	1817	277.5

shudian xianlu daidian zuoye

输电线路带电作业

(live working for overhead transmission line) 为不间断供电而在带电的输电线路上进行的维修工作。带电作业能及时消除设备缺陷，提高供电可靠性。带电作业人员经过专门训练，使用特殊的工具，按照规定的程序作业，保证人体与带电体及接地体之间不形成危及人身安全的电气回路。近年来，通过优化带电作业方法，研制新型带电作业专用工机具，改善针对强电场的防护措施，为作业人员提供了安全和良好的工作环境，使有些带电作业项目（尤其是超高压输电线路带电作业）的工效已超越了停电作业的水平。带电作业方法按作业人员自身电位特征的不同，可分为间接作业法、等电位作业法和中间电位作业法三种。另外还有分相接地、全绝缘、带电水冲洗等具体作业方法。

间接作业法 人体与接地体同处于地电位的作业方法，又称地电位法。接触方式为接地体-人体-绝缘体-带电体。如图1所示，作业人员使用绝缘工具间接触及被修理的带电设备时，只有极微弱的泄漏电流 I_R 和通过空气介质产生的电容耦合电流 I_C 流经人体。作业人员穿的鞋使人体与大地构成容抗极小的电容，因而人体的电位并非绝对等同于大地。只要保证有足够长的有效绝缘距离 L 和安全距离 S，流经人体的电流就能限制在几十至几百微安以下，低于人体对工频交流电的感知水平（1mA）。通常情况下，由于间接作业人员对带电体有足够的安全距离，且附近又有接地体屏蔽，作业人员身体表面场强较低，即使不采用防护措施，也能保证安全地工作。间接作业法是带电作业的最基本方法，广泛使用于10～220kV线路上更换各类绝缘子。

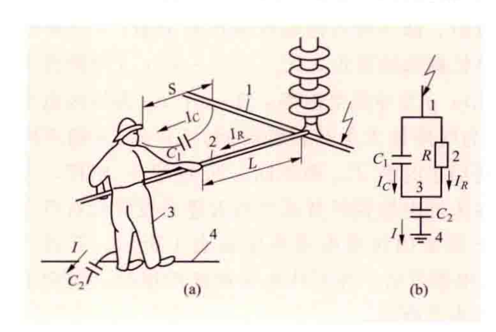


图1 间接作业法带电作业示意

(a) 间接作业示意图；(b) 等值电路图

1—带电导线；2—绝缘操作杆；3—作业人员；4—接地体；

C_1—人体对导线的等效电容；C_2—人体对地电容（由鞋底绝缘程度决定）；R—绝缘杆的等效电阻

等电位作业法 人体通过绝缘工具与接地体隔断，保持人体与带电体电位相等的作业方法。接触方式为接地体-绝缘体-人体-带电体（见图2）。作业人员可直接触及带电设备，作业时除要求保证足够长的有效绝缘距离 L 和安全距离 S 外，由于等电位作业人员的身体表面场强已大大超过人对电场的感知水平（2.4kV/cm），使肌体产生毛发竖立、风吹、异声及针刺等不良感觉，故必须采取良好的电场防护措施，如穿戴包括帽子（面罩）、上下衣、鞋（袜）及手套的全套屏蔽服，使屏蔽服内的体表场强减弱到0.15kV/cm以下，以保证等电位作业人员安全舒适地工作。绝缘工具的泄漏电流 I_R、人体对地电容电流 I_C 及电位转移操作时的暂态电流 i_C，均被导电性能良好的屏蔽服分流绝大部分，真正流经人体的电流反倒低于间接作业人员的体电流水平。因此，只要设备间距较大，均趋于采用等电位作业方法。等电位工作人员可从事各种复杂的维修工作，例如带电巡视、修补导线（见图3），徒手处理电气接点故障，更换绝缘子串（见图4）更换电气附件，调整导线弧垂等。



图2 用绝缘梯进入强电场进行带电作业（陈今 摄）



图3 等电位巡视修补500kV导线（邹小民 摄）

中间电位作业法 作业人员与接地体和带电体均保持一定的电位差，可直接触及与自己电位相同的设备，或通过绝缘工具间接触及高于自身电位的设备的作业方法。接触方式为接地体-绝缘体-人体-

绝缘体-带电体。中间电位作业法的显著特征是它的有效绝缘和空气间隙均由两部分组合而成。这种组合绝缘和组合空气间隙的放电电压低于原先的单一绝缘和单一空气间隙的放电电压，因此在安全上有特殊的要求。中间电位状态下的作业人员因其体表场强也较高，一般都必须穿着全套屏蔽服才允许工作。作业中的各种电流也都经屏蔽服分流。沿绝缘子串进入强电场直接更换单片绝缘子的工作，是中间电位作业法的典型项目。中间电位作业法工效较高，已在330kV和500kV电力网中采用，除此以外，还使用于全绝缘作业及间接更换绝缘子串的个别元件等项目中。

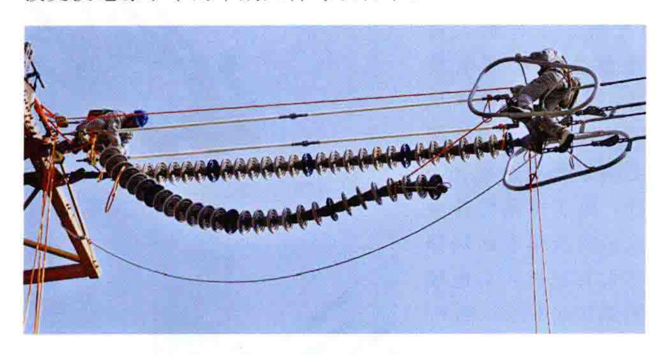


图4　带电更换耐张绝缘子串（李三　提供）

安全技术　为保证带电作业的人身及设备安全，须采取各种带电作业防护措施，如过电压防护、强电场防护、电流防护等，并规定各种安全限值要求。

（1）过电压防护措施。带电作业中出现最大过电压时，需采取措施以保证有足够的人身安全的相对地安全距离、相间安全距离、绝缘工具的最低有效长度、安全组合间隙，人体在绝缘子串附近工作时需保持的良好绝缘子片数 N、等电位作业中电位转移距离等的安全限值以及导地线交叉跨越距离的安全限值。

（2）强电场防护措施。包括各种带电作业方式的强电场防护措施，防静电对策，电位转移方式以及等电位作业对杆塔净空距离的特殊要求。

（3）电流防护措施。对各种泄漏电流、旁路分流、空载设备充放电电流、环网设备流过环流的防护措施，消弧断流设备的应用范围及允许工作电流。

（4）气象因素。温度、湿度、风力、雷电、雨、雪、雾等气象条件对带电作业安全的影响和相应的防护措施。

历史、现状及发展趋势　1913年，美国最先成功研究345kV线路带电作业工具。中国带电作业始于1953年，现已在750kV及以下交、直流电力网中得到应用，1000kV交流和800kV直流输电线路的带电作业技术已经掌握并成功应用。世界上已有80多个国家开展了带电作业的研究与应用，其中美国、加拿大、苏联、日本、法国、英国、德国、瑞士及意大利等40多个国家已广泛应用带电作业技术。1975年国际电工委员会（IEC）成立了带电作业工具设备技术委员会（IEC TC18）。1977年成立了国际带电作业技术交流会。带电作业工具设计标准化和生产专业化，是国际带电作业发展的特色。20世纪70年代末至80年代，法国带电作业委员会大规模推广带电清扫，并建立专业的带电作业检修队伍；90年代以来，美国、加拿大、澳大利亚、日本等国家广泛开展了直升机带电作业技术和直升机带电水冲洗作业，中国电网企业也进行了尝试并取得成功。苏联对1150kV输电线路的带电作业技术、工具、保护方法等问题也进行了深入研究，组织了进电场试验性作业。进入21世纪，随着各国经济发展和电网可靠性要求的提高，带电作业方法、带电作业工具都有了长足进步，如机器人带电作业（检测）技术、带电作业安全技术的研究，新型绝缘材料的应用。中国已经建成国家级、省级带电作业中心，中国1000kV特高压交流和±800kV直流输电线路都实际开展了线路带电检修工作，形成了相应的带电作业标准和规范。

shudian xianlu daoxian jiemian xuanze

输电线路导线截面选择

（selection of conductor cross-section for transmission line）　在满足输送电能的系统条件下，输电线路无线电干扰和可听噪声等限值满足相关标准，采用年费用最小法选定的导线截面。导线是架空输电线路的主要元件之一，在架空输电线路建设投资中占有很大的比重。输电线路的导线截面，按经济电流密度初步选定，用发热条件和电晕条件进行校验。超高压和特高压输电线路的导线截面，还要用无线电干扰和电晕噪声的限制条件进行校验。

用经济电流密度选择导线截面　经济电流密度是与输电线路总费用最小或不但总费用最小且投资效果最佳的导线经济截面相对应的电流密度。减小导线截面，可减少线路初投资，但线路的损耗费用将增加；增大导线截面，可减少线路的损耗，同时也增加了线路初投资。按经济电流密度选择导线截面时，当所选导线截面是二者之和的总费用最小时，才称为经济截面。导线经济截面计算有静态计算和动态计算两种。

静态计算　有最小年运行费用法、最小总费用法。

（1）最小年运行费用法。年运行费用包括电能损耗（导线发热损耗和电晕损耗）费、折旧费和维护管理费。除维护管理费外，其他都随导线截面大小而变化。取使得年运行费用为最小的导线截面作为经济截面，经济电流密度 J（A/mm^2）为

$$J=\sqrt{\frac{10ab}{3\rho\beta(\tau_{\max}+8760K_{a})}}\qquad(1)$$

式中 a 为线路折旧、修理费占建设投资的百分数；b 为单位长度线路导线单位截面的造价，元/(mm^2·m)；β 为销售电价，元/(kW·h)；ρ 为导线电阻率，Ω·m；K_a 为导线电晕损耗系数；$\tau_{\max}$ 为线路最大负荷损耗时间，h，$\tau_{\max}$ 又随不同的年最大负荷利用小时数 $T_{\max}$ 而不同。20世纪50年代，中国根据该方法在未计电晕损耗及适当节省建设投资和有色金属消耗的情况下制定的经济电流密度如表1所示。苏联在20世纪50年代根据该法，在不计电晕损耗的情况下制定的经济电流密度如表2所示。

表1　中国经济电流密度 J（A/mm^2）

导线材料	年最大负荷利用小时数 $T_{\max}$（h）		
	3000以下	3000～5000	5000以上
裸铜线	3.0	2.25	1.75
裸铝、钢芯铝线	1.65	1.15	0.9

表 2　苏联经济电流密度 J（A/mm²）

导线材料	年最大负荷利用小时数 T_{max}（h）		
	3000 以下	3000～5000	5000 以上
裸铜线	2.5	1.75	1.25
裸铝、钢芯铝线	1.5	1.0	0.75

（2）最小总费用法。取使得线路建设投资与投资回收年限内总运行费用之和的总费用为最小的导线截面作为经济截面，经济电流密度 J（A/mm²）为

$$J=\sqrt{\frac{10\left(a+\dfrac{100}{T_n}\right)b}{3\rho\beta(\tau_{max}+8760K_a)}} \tag{2}$$

式中 a、b、ρ、β、τ_{max} 的含义与式（1）中的相同；T_n 为投资回收年限。苏联在 20 世纪 70 年代根据该法修订的经济电流密度如表 3 所示。

表 3　苏联修订的经济电流密度 J（A/mm²）

导线材料	年最大负荷利用小时数 T_{max}（h）		
	3000 以下	3000～5000	5000 以上
裸铝、钢芯铝线	1.3/1.5	1.1/1.4	1.0/1.3

注：表中分子数据适用于欧洲部分，分母数据适用于中西伯利亚等地区。

动态计算　输电线路投资回收年限内不但总费用最小，而且把输电线路投运后获取的利润、贷款付息及货币的时间价值等综合考虑后，选择投资经济效果最佳的导线截面。经济电流密度 J（A/mm²）为

$$J=\sqrt{\frac{b(p+u)\times 10^3}{3N\rho\tau\beta}} \tag{3}$$

$$p=r_0\ (1+r_0)^n/\ (1+r_0)^n-1 \tag{4}$$

式中 b、ρ、β 的含义与式（1）中相同；p 为资金回收系数；u 为线路年折旧及维修费率；τ 为线路的年损耗小时数，h；r_0 为折现率；n 为工程经济使用年限；N 为回路数。以 500kV 为例的经济电流密度曲线如图 1 所示。

导线截面选定　按经济电流密度选定导线截面时，根据导线材料和由负荷性质推定的年最大负荷利用小时数 T_{max}，选出相应的经济电流密度 I。为避免线路投运后长时间处于超设计负荷运行的不经济状态，一般以预测投运 5～10 年间线路经常输送最大负荷电流 I_{max} 初步选定导线的截面积 S。当通过经济电流密度选择导线截面时，应综合考虑线路的年运行费用、损耗费用和资金的时间因素等对经济电流密度进行修正，以期更符合经济社会的发展规律。

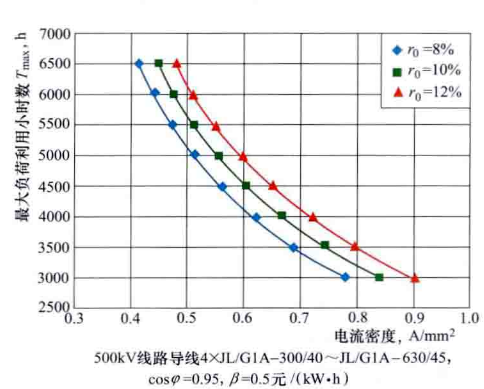


图 1　导线经济电流密度曲线

用发热条件校验导线截面　导线中通过电流时会产生电能损耗，使导线发热而温度升高，以致与周围空气产生温差，电流越大温差也越大。导线的工作温度越高，运行时间越长，由于金属受热退火作用，导线的强度损失就越大。导线的最高允许工作温度就是由导线强度损失情况决定的。由于导线在不同温度和持续时间引起的强度损失具有累加性，因此趋向按导线运行 30 年其强度损失不超过 7%～10% 来规定其最高允许温度。根据这个原则确定导线最高允许温度：钢绞线为 125℃，钢芯铝绞线和铝合金绞线、钢芯铝包钢绞线和铝包钢绞线可采用 80℃，大跨越为 90℃和 100℃，耐热铝合金绞线为 150℃，超耐热铝合金绞线为 230℃。导线在最高允许工作温度下长期连续通过的电流称为导线长期允许电流。

导线长期允许电流就是根据最高允许温度时，导线单位时间内产生的热量与散发的热量相等的热平衡条件确定的。各国在确定长期允许电流时取用的计算方法和条件不尽相同，较著名的有苏联的 A. M. 萨列斯斯基法、英国的 V. T. 摩尔根法等。其中英国的 V. T. 摩尔根法考虑的因素最周详，且又有实验基础，因而在中国得到采用。摩尔根公式计算过程较为复杂。在一定条件下将其简化，可缩短计算过程，当雷诺系数为 100～3000，环境温度 t_a 为 35～40℃、风速 v 为 0.5m/s（大跨越线路采用 0.6m/s），导线温度不超过 120℃时，可用式（5）计算直径 D 为 4.2～100mm 的导线载流量

$$I=\sqrt{\frac{9.92\theta(vD)^{0.485}+\pi\varepsilon SD[(273+t_a+\theta)^4-(273+t_a)^4-a_sI_sD]}{kR[1+\alpha(t_a+\theta-20)]}} \tag{5}$$

式中 I 为载流量，A；θ 为导线温升，℃；S 为斯特潘-玻尔兹曼常数；a_s 为导线表面吸收系数；I_s 为日光对导线的日照强度；ε 为导线表面的辐射系数；k 为交直流电阻比；R 为直流电阻；α 为温度系数。

用电晕条件校验导线直径　由于导线表面光滑清洁程度不同，电晕并非同时在整个导线表面发生，而是随着电压的升高逐渐由局部扩展到全部表面，这种状态称为全面电晕。开始出现全面电晕时的电压称为电晕起始电压或电晕临界电压，这时的导线表面电场强度称为电晕临界电场强度 E_0。美国工程师皮克在对光滑等径圆形平行导线进行大量测试的基础上，经过综合分析建立了皮克公式（6），用以计算导线表面的电晕临界电场强度 E_0（kV/cm）

$$E_0=30.3m\delta\left(1+\frac{0.298}{\sqrt{r_0\delta}}\right) \tag{6}$$

式中 r_0 为导线半径，cm；δ 为相对空气密度；m 为导线表面粗糙系数，是该导线的电晕临界电压与同外径光滑圆管的电晕临界电压之比。对于绞线来说，m 除与导线外径和导线表面粗糙度有关外，还与导线外层的股数和股径有关。根据经验数据，钢芯铝绞线的 m 值介于 0.82～0.9 之间。E_0 值与相对空气密度 δ 成正比，与海拔高度成反比。海拔高度对 E_0 值的影响较大。

导线表面电场强度也称导线表面电位梯度。导线表面最大工作电场强度取决于最高运行电压、子导线半径、子导线分裂形式及分裂间距等，在 750kV 及以下电压等级的工程中广泛采用国际无线电干扰特别委员会第 18 号出版物

(CISPR18-1) 第1版介绍的方法计算导线表面最大电位梯度。

(1) 单相导线的计算：导线表面电位梯度是计算输电线路无线电干扰和可听噪声的重要参数。由高斯理论可以求得导线表面的平均电位梯度 g_{av}，即导线表面电荷密度 σ 除以介电常数 ε_0

$$g_{av}=\frac{\sigma}{\varepsilon_0}=\frac{q}{\varepsilon_0 n\pi d} \tag{7}$$

式中 q 为单位长度导线上的表面电荷；n 为分裂导线数；d 为子导线直径；ε_0 为 $1/(36\pi\times10^9\mathrm{F/m})$。如果是单相导线送电，大地为回路，则电荷随导线电压变化而变化，因为导线电容是固定的。

(2) 多相导线的计算：对于多相导线，按式 (8) 计算

$$[\boldsymbol{p}][\boldsymbol{q}]=[\boldsymbol{U}] \tag{8}$$

式中 $[\boldsymbol{q}]$ 和 $[\boldsymbol{U}]$ 分别为分裂导线上的电荷和电压的单列矩阵；$[\boldsymbol{p}]$ 为电位系数矩阵。i 相导线的自电位系数 p_{ii} 及 i 相导线与 j 相导线之间的互电位系数 p_{ij} 为

$$p_{ii}=\frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\frac{2h_i}{r_{eq}} \tag{9}$$

$$p_{ij}=\frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\frac{D'_{ij}}{D_{ij}} \tag{10}$$

式中 h_i 为 i 相导线对地平均高度；r_{eq} 为相导线等效半径；D_{ij} 为 i 相导线与 j 相导线之间的距离；D'_{ij} 为 i 相导线与 j 相导线的镜像之间的距离，如图2所示。

对于多分裂导线，由于子导线之间的相互屏蔽作用，电荷密度以及因此而形成的电位梯度在分裂导线的外部较大，而在分裂导线的内部较小。最大电位梯度 g_{max} 按式 (11) 计算，即

$$g_{max}=g_{av}\left[1+\frac{(n-1)d}{b}\right] \tag{11}$$

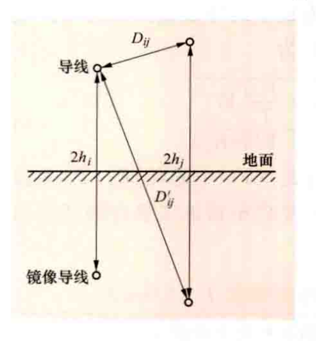


图2 导线直径校验计算参数示意图

在相同线电压时，增大导线的直径便能减小导线的表面电场强度，其影响是显著的。

导线出现电晕后，不但引起有功功率损耗，同时对附近的无线电通信以及利用导线作高频通信的通道引起干扰，所以选择导线最小外径时应满足在晴朗天气下不致发生全面电晕的条件进行校验，导线表面电场强度 E 不宜大于全面电晕电场强度 E_0 的 80%～85%。海拔小于1000m时允许导线的最小直径如表4所示。

表4 可不验算电晕的导线最小外径

标称电压(kV)	110	220	330		500			750		
导线外径(mm)	9.6	21.6	33.6	2×21.60	3×17.10	2×36.24	3×26.82	4×21.60	4×36.90	5×30.20	6×25.50

用无线电干扰条件校验导线直径 虽然导线截面已按不出现全面电晕的条件校验，但由于超高压输电线路导线的表面电场强度均控制在全面电晕电场强度的80%以上，接近于全面电晕电场强度，而新架设导线表面的局部污损又导致导线电晕临界电压降低，故运行初期和在雨天情况下仍难免出现电晕。相导线上产生电晕放电时，要伴随着产生连续重复性的电流脉冲，这些电流脉冲产生频率为0.15～100MHz的振荡电磁波，致使在电晕导线上产生高频电磁辐射，从而在导线周围形成一高频电场，对无线电收音机和发射天线产生干扰。

输电线路的无线电干扰水平随离开导线距离的增加而降低，国际无线电干扰特别委员会 (CISPR) 推荐的常规输电线路 (导线分列数≤4) 的无线电干扰计算公式为

$$E=3.5g_{max}+12r+33\lg\frac{20}{x}-30 \tag{12}$$

式中 g_{max} 为子导线表面最大电位梯度有效值；r 为导线 (或子导线) 半径；x 为离开导线的距离。对于三相导线，可分别计算三相导线的无线电干扰 E_1、E_2 和 E_3。

1996年国际无线电干扰特别委员会第18号出版物 (CISPR18-3) 第3版推荐了利用激发函数法计算多分裂导线 (大于4分裂) 的无线电干扰公式。激发函数法基于试验线路或电晕笼测量而得的大雨条件下的激发函数，通过一定的模量变换，得出各相导线的脉冲电流，再获得这些电流产生的场，即无线电干扰。计算步骤包括：激发函数的计算及气象影响的修正；根据模传播原理计算干扰场强的分布。由激发函数可求出导线中的电晕脉冲电流，而这种电流是产生干扰场强的来源

$$[\boldsymbol{i}_0]=[\boldsymbol{C}][\boldsymbol{\Gamma}]/2\pi\varepsilon_0 \tag{13}$$

式中 $\boldsymbol{i}_0$ 为导线中的电晕脉冲电流；$[\boldsymbol{C}]$ 为导线电容矩阵；$[\boldsymbol{\Gamma}]$ 为大雨条件下的激发函数，按式 (14) 计算

$$\Gamma=70-(585/g_{max}+35^{\lg d-10\lg n}) \tag{14}$$

式中 g_{max} 的含义与式 (12) 中相同；d 为子导线直径；n 为分裂导线数。

根据国际无线电干扰特别委员会的CISPR18-1出版物，以上公式适合于导线表面场强在12～20kV/cm的高压线路，导线表面场强若小于12kV/cm，可认为导线不起电晕，因此，在计算时不考虑表面场强小于12kV/cm的导线产生的无线电干扰电平。

上述方法计算结果为大雨条件下的无线电干扰数值。CISPR指出：80%时间、具有80%置信度 (双80%) 的无线电干扰场强值可由大雨条件下的值减去10～15dB (μV/m) 得到。根据西北750kV输电线路的计算与实测对比，大雨到晴天下的差值约为17～18dB (μV/m)。高压交流架空输电线无线电干扰限值 (0.5MHz) 如表5所示。

表5 无线电干扰限值 (海拔不超过1000m)

标称电压 (kV)	110	220～330	500	750
限值 [dB (μV/m)]	46	53	55	58

注：限值以边相导线投影 $x=20$m 时为参考距离。

用电晕噪声条件校验导线直径 架空输电线路相导线在雨天产生电晕放电时，除产生无线电干扰外，还产生电晕噪声。采用美国BPA (Bonneville Power Administration) 推荐的高压输电线路的可听噪声的预测公式计算，即

$$SLA=10\lg\sum_{i=1}^{Z}\lg^{-1}\left[\frac{PWL(i)-11.4\lg R_i-5.8}{10}\right] \tag{15}$$

式中 SLA 为 A 计权声级；R_i 为测点至被测 i 相导线的距离；Z 为相数；$PWL(i)$ 为 i 相导线的声功率级。该预测公式对于分裂间距为 30～50cm，导线表面梯度为 10～25kV/cm 的常规对称分裂导线均是有效的。110～750kV 的架空输电线路，对海拔不超过 1000m，距输电线边相导线投影外 20m 处，湿导线条件下的可听噪声限值为 55dB（A）。

由于导线表面电场强度与线路电压成正比，因此随着线路电压的提高，按经济电流密度选定的相导线截面和按电晕条件、无线电干扰条件要求的相导线截面之间的差异变大，对于 330kV 及以上电压的架空输电线路，实际上往往是电晕条件或无线电干扰条件、电晕噪声条件控制着相导线截面的选定。

shudian xianlu dianci huanjing

输电线路电磁环境 （electromagnetic environment of transmission line） 见输变电工程电磁环境。

shudian xianlu dianqi canshu

输电线路电气参数 （electric parameters of overhead transmission line） 表征输电线路的电气特性并作为分析计算输电线路输电能力和输电效率所用的数据。输电线路基本的电气参数有线路电阻 R、线路电抗 X、线路电导 G 和线路电纳 B。

输电线路基本电气参数主要取决于架空线路的布置方式、几何尺寸和各个元件的特性等，与线路电压、电流以及功率因数等关系不大。输电线路的参数实际上是沿线路分布的，理论分析一般采用分布参数表示的等值电路计算。工程应用时，当架空线路长度不长（300km 以内），可用集中参数表示的等值电路来近似代替分布参数等值电路，常用的有Π型等值电路和 T 型等值电路；当架空线路长度较长，可将线路分段，用若干个等值电路来代替。

输电线路的基本电气参数对输电线路的设计和运行至关重要。在研究确定输电线路的载流量、电压降、电能损耗、系统无功补偿以及系统的稳定度等技术经济指标时，无不涉及输电线路的基本电气参数。例如，线路的安全载流量是由导线最高允许温度决定的，而导线的温升是由线路电阻引起的。线路电能损耗的主要部分是线路电阻损耗，此外还有电晕损耗和经由绝缘子的泄漏损耗。线路电压降以及系统中的电压调整方案，与线路电阻、电感、电容的数值相关。长输电线路的充电电流与输电线路的长度成正比，故线路电容不容忽视，它对输电线路的暂态过程有很大的影响。系统稳定度（稳定状态下系统中某点所能通过的最大功率）与输电线路的电感、电容、电阻也有密切关系。输电线路的电感、电容的分布还决定着电抗器、电容器和同步调相机等装置合理配置和投切。静止补偿器和串补装置也要根据输电线路的基本电气参数来快速动态补偿无功和提高输电线路传输能力。

输电线路的电阻 电流通过导线电阻引起发热损耗，输电线路电阻可表示为

$$R = P_L / I^2 \quad (1)$$

式中 R 为输电线路电阻，Ω；P_L 为输电线路的电阻损耗，W；I 为通过电流的有效值，A。

一根长而均质的直导线通以直流电流时，导线上任何一个截面上的任一点的电流密度相同，导线的直流电阻可以表示为

$$R_0 = \rho l / S \quad (2)$$

式中 R_0 为导线的直流电阻，Ω；ρ 为导线的电阻率，$\Omega \cdot mm^2/m$；l 为导线的长度，m；S 为导线的截面积，mm^2。

导线电阻随环境温度的变化而变化。以 20℃时的电阻为基准，则温度为 t 时的电阻为

$$R_t = R_{20}[1 + \alpha(t - 20)] \quad (3)$$

式中 R_t 为温度 t 时的导线电阻，Ω；R_{20} 为温度 20℃时的导线电阻，Ω；α 为电阻的温度系数，1/℃。

输电线路大部分采用多股绞线。由于扭绞，除中心一股外，其余各股的实际长度比导线长度要长。工程上计算线路电阻时，一般考虑 2%～3%的增大系数。

导线中通以交流电流时，由于交流磁场的原因，导线截面中的电流密度不均匀，靠近导线表面的电流密度大，靠近导线中心的电流密度小。这种现象称为集肤效应。导线愈粗、交流频率愈高、电导率与磁导率愈大，集肤效应愈明显。通常，对于小截面的导线可不考虑集肤效应。

交流电流通过几根相邻的导线时，任何一根导线中电流的分布都会受到相邻导线中电流产生的交流电磁场的影响，使得相邻导线内侧的电流密度较大，外侧电流密度变小。这种现象称为邻近效应。邻近效应的影响较集肤效应的影响小得多，只有在导线截面较大、相距很近或频率很高才需要考虑。

此外，钢芯铝绞线和铝包钢绞线在通过交流电流时存在钢质部分的磁滞损耗和涡流损耗，也会引起电阻值的增大。工程计算时，交流电阻通常在直流电阻的基础上考虑 0.2%～1.0%的增大系数。

输电线路的电抗 由线路的电感决定，可用下式表示

$$X = \omega L \quad (4)$$

式中 X 为电抗，Ω；ω 为电源角频率；L 为电感，H。

当交流电流通过导线时，在导线周围产生交变磁场。交变磁场的磁链在导线中产生反向感应电动势，阻碍电流变化。感应电动势值与磁链的变化率成正比。如果磁链所在介质的磁导率不变，则磁链数与电流成正比，从而感应电动势与电流的变化率成正比。电感的概念可以理解为电路中感应电动势对单位时间内电流变化的比值，或电路中磁链对电流的比值。由电路中本身电流变化引起感应电动势的现象称为自感。自感的数值等于单位时间内电流强度变化一个单位时，引起的感应电动势的量值。一个电路中的电流发生变化还会在另一个电路中产生感应电动势，这种现象称为互感。这两个回路由于有磁链彼此交链，也称为磁耦合回路。互感的数值等于单位时间内，一个电路中电流强度变化一个单位时，在另一个回路中引起的感应电动势的量值。输电线路的电感为自感和互感的总和。

电感的单位为亨利（H），等于电流强度变化为 1 安培（A）每秒引起 1 伏特（V）感应电动势时的电感。输电线路的电感数值与导线的材质、规格和导线的排列位置等因素有关。输电线路采用分裂导线等效地加大了导线半径，从而减小了电感。工程近似计算时，电抗值可参考约取为单导线 0.4Ω/km，2、3、4 分裂导线 0.33、0.30、0.28Ω/km。分裂导线数继续增加时，电感的减小趋缓。6 分裂、8

分裂导线的电感约为0.275、0.273Ω/km。

输电线路的电导　反映绝缘泄漏和电晕所引起的功率损耗的参数。绝缘泄漏损耗包括绝缘子表面泄漏电流损耗和内部介质损耗。前者与绝缘子表面状态和环境条件有关，后者与绝缘子材料特性相关。一般线路正常运行时绝缘良好，泄漏损耗相对电晕损耗很小，可以忽略不计。电晕损耗是由于导线周围空气介质在高电场强度下游离局部放电引起的损耗（见输电线路电晕损失）。这种放电现象与线路电压、导线表面状态、空气密度和气象条件等诸多因素相关。正常运行条件下，输电线路的电导相对其他三项基本电气参数，其影响是很小的。

当运行电压超过临界电压产生电晕现象时，电导可用下式表示

$$G=P/U^2 \quad (5)$$

式中G为电导，S；P为线路电晕消耗的功率，W；U为线路的电压，V。

输电线路的电纳　输电线路的电纳是由导线与导线、导线与大地之间的电容决定的，可用下式表示

$$B=\omega C \quad (6)$$

式中B为电纳，S；ω为电源角频率；C为电容，F。

交流电流通过导线时，导线上有电荷存在。两根导线相当于电容器的两个电极板，导线之间的空气为介质，形成了一个电容。当交流电压变化时，导线上的电荷也随之变化。交流电压在导线间不断地充电放电形成了一个并联的容性分支电路。电容的概念可以理解为电容器的电荷与极间电压的比值。

对于三相交流输电线路，各相间以及各相导线对大地间都有电容存在。多回路同塔架设的输电线路各回路各相导线以及各导线对大地间也存在电容。大地对输电线路的电容影响较大，尤其是对长距离的输电线路。输电线路的电容值受导线半径、导线布置方式以及导线对地距离等因素的影响。导线对称或不对称排列、换位情况不同，电容数值也有明显差别。线路正常运行时，架空地线对线路电容影响较小；当电力系统发生故障时，架空地线上有零序电流通过，对零序电容影响很大。

电容的单位为法拉（F），相当于极板上的电荷为1库仑（C）、极板上的电压为1伏特（V）时的电容值。输电线路采用分裂导线等效地加大了导线半径，从而增加了电容。工程近似计算时，电纳值可参考约取为单导线2.8×10^{-6}S/km、2、3、4分裂导线3.4、3.8、4.0×10^{-6}S/km。分裂导线数继续增加时，电纳的增加趋缓。6分裂、8分裂导线的电纳约为4.03、4.04×10^{-6}S/km。

输电线路的阻抗和导纳　输电线路的阻抗为$Z=R+jX$。实数部分R为输电线路电阻，虚数部分X为输电线路电抗；输电线路的导纳为$Y=G+jB$。实数部分G为输电线路电导，虚数部分B为输电线路电纳。确定输电线路的阻抗和导纳并选择合适的等值电路便可进行输电线路传输能力和输电效率的计算。

输电线路的序阻抗　三相平衡电路的各相电流之相量和为零。在不平衡的三相系统中，电压和电流均可分解为正序、负序和零序三种分量。不同序电压电流量对应着不同的阻抗，此阻抗称为序阻抗。当三相对称排列或换位后，线路正序和负序的阻抗相同。零序电流通过大地和架空地线，所以零序阻抗包含架空地线和大地的阻抗，其数值也随着架空地线的情况和各处的地质条件不同而有所差异。

shudian xianlu dianyun sunshi

输电线路电晕损失

（corona losses of transmission line）　输电线路电晕放电消耗的能量，简称电晕损失。在高电压的作用下输电线路导线表面具有很高的电场强度，当电场强度超过空气击穿强度时，导线周围的空气被电离，形成电晕放电，电晕放电产生热、光、声、无线电杂音、臭氧和其他生成物，伴随着电晕损失产生的无线电干扰和可听噪声是工程设计考虑的主要问题。

电晕损失的研究主要针对220kV以上的交流超高压和特高压输电线路，指标是年平均电晕损失和最大电晕损失。年平均电晕损失关系到线路经济运行。交流输电线路最大电晕损失关系到电厂是否要补充装机容量，从实际运行情况看，短距离输电线路要考虑电晕损失对补充装机容量的影响，长距离输电线路电晕损失对补充装机容量的影响较小。直流输电线路电晕损失只占线路电阻损耗的很小一部分。

交流电晕损失的规律　交流电晕损失与线路电压、导线规格、导线表面状态、导线排列方式、杆塔尺寸、海拔高度和天气条件有关系，而且线路通过地区的天气条件对电晕损失影响极大。好天气和坏天气条件下的电晕损失相差可达数倍至数十倍，甚至上百倍，雨、雪、霜、雾、露等坏天气条件中，雨对电晕损失的影响最大，在导线上覆有雾凇的情况下也有很大的电晕损失值。

苏联在多年广泛研究经验的基础上提出500kV线路上的年平均电晕损失约为12kW/km，约为同期电阻损失的5%～7%。观察到的最大电晕损失，雨天为313kW/km，小雨天为374kW/km。

美国超高压实验基地在典型导线排列的线路上观察到好天气电晕损失。导线平均表面电场强度（峰值）和电晕损失见表1。

表1　平均表面电场强度（峰值）和电晕损失表

项　目		电场强度 (kV/cm)	电晕损失 (kW/km)
500kV	单根直径58.93mm	23.21	0.62～1.86
	二根直径37.21mm	22.74	1.24～3.73
750kV	三根直径37.21mm	23.13	3.11～18.64

中国在500kV试验线段测量到晴天和雨天不同导线的电晕损失见表2，不同相间距离的电晕损失见表3。

表2　不同天气的电晕损失（kW/km）

导　线	晴天	雨天
4分裂LGJQ-300	5～6	14（小雨）
3分裂LGJQ-400	8～9	20～40
3分裂LGJQ-300	20～30	35～50

直流电晕损失的规律　与交流电晕损失的规律基本相同，主要特点包括：直流电晕损失主要为晴天的损失，雨天与晴天相比直流电晕损失的增加要比交流线路小很多；直流电晕损失随分裂导线根数的增加而增加；直流电晕损失

随风速的增加而增加，交流电晕损失则无明显差异；在给定电压下，双极运行每极的电晕损失为单极运行的1.5～2.5倍；正极性与负极性电晕损失基本一样等。

表3 不同相间距离的电晕损失（kW/km）

导　线	距离（m）	晴天	中雨
3分裂 LGJQ-300	10.5	20	47.5
	13	10	27.3

雨天直流电晕损失最多增加10倍，导线表面电位梯度较低时约为晴天的4倍，导线表面电位梯度较高（26～30kV/cm）时约为晴天的2倍，美国实测的不同电位梯度，雨天与晴天的平均电晕损失见表4。

表4 雨天与晴天的平均电晕损失表

导线根数×直径（cm）	电位梯度（kV/cm）	晴天电晕损失（W/m）	雨天电晕损失（W/m）	雨天/晴天
1×6.1	22.5	1.9	5.8	3.05
	20.6	0.7	2.6	3.7
2×4.6	21.2	1.4	5.6	4.0
	24.0	2.1	5.0	2.4
	28.8	5.7	11.7	2.1
4×3.05	25.0	2.7	8.1	3.0
	29.0	6.2	14.1	2.3

直流电晕损失随分裂导线根数的增加而增加，导线表面电位梯度基本相同时，各国直流线路晴天电晕损失的实测数据见表5。

表5 直流线路晴天电晕损失实测数据表

国家	电压（kV）	电位梯度（kV/cm）	导线根数×直径（cm）	电晕损失（W/m）
加拿大	±500	27.8	2×4.06	3.53
	±750	27.8	4×4.06	7.57
美　国	±600	28.8	2×4.60	4.85
	±600	28.4	4×3.05	6.16
中　国	±500	28.6	4×2.37	5.87

风速在0～10m/s的范围内，直流电晕损失随风速的增加而增加，中国±500kV葛洲坝—上海直流线路上实测了随风速变化的电晕损失，当风速小于4m/s时，电晕无明显变化；当风速大于4m/s时，电晕损失P（W/m）呈线性关系增加。其关系式为

$$P=5.87+0.8v \tag{1}$$

式中v为风速，范围为4～9m/s。

电晕损失的估算　结合实测研究曲线总结出来的计算方法。各国总结的计算公式有些差异，计算公式中考虑了导线直径、分裂根数、工作电场、临界电场和各种天气出现的分布概率等因素。

交流电晕损失的估算一般结合拟建线路沿线各段一年中各种天气（一般分为晴天、雪天、雨天和雾凇天四类）出现的分布概率，按下式进行年平均电晕损失的估算。

$$P_i=n^2 r_0{}^2/8760\sum P_k T_i \tag{2}$$

式中P_i为每相年平均电晕损失，kW/km；n为每相分裂导线的根数；r_0为导线半径，cm；P_k为晴天、雪天、雨天、雾凇天四种天气条件下的电晕损失值，kW/km，来自试验线段的测量统计或实测研究曲线；T_i为上述4种天气在一年中的持续时间，h。

直流电晕损失的估算可用基准线路推算其他线路的电晕损失，也可直接估算。修正的皮克公式可以直接估算直流线路的电晕损失P（W/m），公式为

$$P=\frac{\kappa_e}{\delta}\sqrt{\frac{r'_1}{s}}\left[U-(E_0 m r'_1)\ln\left(\frac{s}{r'_1}\right)\right]^2\times 10^{-5} \tag{3}$$

式中P为线路电晕损失，W/m；U为导线对地运行电压，kV；κ_e为经验系数；s为导线极间距离，cm；δ为大气校正系数；E_0为导线表面起晕电位梯度，kV/cm；m为导线表面粗糙系数；r'_1为单根导线等效于分裂导线起晕电压的半径。

降低电晕影响的措施　330kV及以上的超高压、特高压输电线路，为减少电晕损失均采用相分裂导线，绝缘子串和金具采取均压和屏蔽等措施防止电晕。为了保护导线在架设时不受外伤，少沾外来杂物，超高压输电线路普遍采用张力架线的施工工艺，导线展放和牵引过程均在空中进行，不与地面接触（见架线施工）。绝缘子和金具则在造型及制造工艺上采取特殊措施，并通过严格试验，选择防电晕性能良好的产品。

研究历史　1911年美国F.W.皮克通过对清洁干燥的导线试验，最早提出了电晕损失的计算公式。第二次世界大战后，电晕损失的研究主要集中在户外实验场试验线路段上进行。美国、苏联、加拿大、法国、日本、瑞典和芬兰等国相继建立了试验线路段，开展了测量研究。20世纪60年代中国在北京清河和云南海子头分别建立了交流330kV试验线路段，1976年又将北京清河的交流330kV线路段改成交流500kV线路段，进行电晕损失的测量研究。80年代中国在葛洲坝—上海±500kV直流线路上进行了电晕损失的测量研究。

shudian xianlu dingwei

输电线路定位　（pole & towers spotting）　根据已经选好并审定通过的线路路径进行定线和断面测绘，并合理地配置杆塔的位置。定位的目的是使全线杆塔的数量较经济、选择的杆塔位置较合适、选定的杆塔型式较恰当，从而使线路造价降低，并保证施工方便，运行维护安全可靠。

定位内容　包括塔位选择、档距配置、杆塔选用三个方面。

塔位选择　具体要求为：①塔位要选择在地基稳定处，尽可能避开洼地、水库、冲沟、陡坡、河边等水文、地质不良处所，对拉线杆塔还应考虑拉线基础的条件；②耐张型杆塔宜设在较平缓的便于紧线施工的地方；③能有较好的杆塔组立施工场地；④与交叉跨越物之间应按规定保持一定距离。

档距配置　具体要求为：①最大限度地利用杆塔的强度和高度；②相邻档距的大小尽可能避免悬殊，以减小纵向不平衡力；③当与导线排列方式不同的杆塔相邻时，应注意档距中央导线的接近情况，必要时可缩短档距；④尽可能避免出现孤立档。

杆塔选用　具体要求为：①尽可能多用最经济的杆塔型式与杆塔高度；②全线杆塔型式种类要少，并尽量避免使用特殊设计的杆塔；③对耐张型转角杆塔要尽量降低杆塔高度。

定位工作步骤　一般分图上定位与现场定位两步进行。

图上定位　利用平面图、断面图，按照导线弧垂对地或对交叉跨越物的距离要求，试排塔位，反复进行方案比较，确定塔位及塔型的最佳方案。

现场定位　按图上定位确定的塔位和塔型，在现场验证落实（图示为川藏联网工程塔基定位现场）。具体工作内容包括校测和补测塔位标高、相邻塔间的距离、危险点和控制点断面，查看塔位条件是否合适，必要时尚需补测塔基平断面或塔基地形图，以便设计时考虑铁塔长短腿或高低基础，确定塔位基面或定位高差，同时进行塔基地质、水文勘察，为杆塔基础设计提供原始资料。当线路有交叉跨越时，对现场复测后修正的断面图，尚需校核导线弧垂对交叉跨越物的安全距离。若图上安全裕度不大，则需应用精确的计算方法，按实测资料计算出准确的安全距离。如不能满足规定的安全距离要求，则尚需移动塔位或增加塔高。



川藏联网工程塔基定位测量（黄海　摄）

现场定位开展下列工作：①杆塔使用条件校核。检查水平档距、垂直档距及线间距离是否在原设计条件内。②直线型杆塔绝缘子串摇摆角校核。按水平档距及垂直档距检查绝缘子串摇摆后导体对横担、塔身及拉线的安全距离。③导线及架空地线上拔检查。对耐张型杆塔要校验上拔力对横担的影响。④悬式绝缘子串机械强度检验。⑤耐张绝缘子串倒挂必要性检查。按杆塔间实际档距及导线悬挂点高差检验耐张绝缘子串是否需倒挂。⑥悬垂线夹允许悬垂角校核。在最高气温或最大覆冰条件下，按代表档距、水平档距及垂直档距校验悬垂线夹的悬垂角。⑦架空线悬挂点应力校核。在最严重气象条件下，按代表档距、水平档距及垂直档距校核架空线悬挂点应力。⑧边线风偏时对房屋及对地距离校核。按最大风速校核水平距离及垂直距离。⑨交叉跨越间距校核。按实测资料计算各种工况跨越间距及夹角。⑩导线上挂有作业飞车时底部对被交叉跨越物的安全距离校验。按最高温度时挂飞车后弧垂增加值加上飞车高度校验对交叉跨越物的安全距离。⑪500kV 及以上输电线路跨越非长期住人的建筑物或邻近民房时，房屋所在位置地面场强校验。离地面 1.5m 处的未畸变电场不得超过 4kV/m。

shudian xianlu dui dizhen taizhan de ganrao yingxiang

输电线路对地震台站的干扰影响　(interference effects of transmission lines on seismic stations)　输电线路正常运行时的线路电流在空间及地下产生的电磁场可能干扰地震台站正常观测的影响。地震台站主要包括地电台、地电阻率台、地磁台，输电线路对它们的影响机理各不相同，可采用不同的防护措施。

对地电台的干扰影响　当交流线路邻近地电台时，导线中的工频电流在周围空间产生工频磁场（见交流输电线路工频磁场），并通过感性耦合在地电场观测电极的连接电缆中产生感应电动势，从而在测量电极间产生附加电位差。当该附加电位差与被测量信号叠加后超过仪器量程时，有可能导致信号失真，造成数据分析错误。中国国家标准规定，地电场观测场地测量极间工频电场强度骚扰不大于 1250mV/km（峰值）。

对地电阻率台的干扰影响　当交流线路邻近地电阻率台时，导线中的工频电流通过感性耦合在地电阻率观测电极的连接电缆中产生感应电动势，从而在电压测量电极间产生附加电位差。当该附加电位差与被测量信号叠加后超过仪器量程时，有可能导致信号失真，造成数据分析错误。中国国家标准规定，地电阻率观测场地测量极间工频电压骚扰不大于 500mV（峰值）。

对地磁台的干扰影响　地中磁场的主要成分是极低频缓变磁场。直流输电线路正常运行时存在不平衡直流电流并在空间产生直流磁场（见直流输电线路磁场），当直流线路在地磁台的地磁观测仪所在位置产生的磁场超过仪器分辨率时，会对地磁观测产生较明显的影响。此外，输电线路的铁塔磁化可产生附加磁场，使大地磁场的空间分布产生畸变，也有可能造成地磁观测信号失真。对于地磁观测仪器而言，直流磁场骚扰容许值一般以不超过地磁观测仪的精度等级为原则确定，如高精度质子旋进磁力仪，其精度等级 0.5nT，其容许值不应大于 0.5nT。

防护措施　主要包括增大输电线路与地震台站的距离、使地电场和地电阻率观测电极的连接电缆尽可能与输电线路的走向相互垂直、增大地电场和地电阻率观测仪器的量程范围等措施。对于地磁场观测，还可以采用降低直流输电线路不平衡直流电流水平、联控同走廊的多回直流线路的不平衡电流方向、电力部门记录并向地震监测部门提供用于修正地磁观测数据的直流线路不平衡电流大小等措施。

shudian xianlu dui dianxin xianlu de ganrao yingxiang

输电线路对电信线路的干扰影响　(interference effects of transmission lines on telecommunication lines)　输电线路通过感性耦合、容性耦合和阻性耦合，可能导致使模拟信号系统的音频电话产生杂音、数字信号系统的普通电报产生误码等降低电信线路传输质量的影响。输电线路对普通电报的干扰影响主要是基波电流和电压的影响，对音频电话的干扰影响除基波电流和电压的影响外，还包括谐波电流和电压的影响。

影响因素　输电线路对电信线路干扰影响的水平与诸多因素有关，主要包括输电线路的结构及参数、运行工况、基波和谐波的电流和电压水平，电信线路的结构参数、类型、

屏蔽层种类以及线路两端的接地状态，以及输电线路和电信线路之间的接近距离、平行长度、交叉角度等。此外，大地电阻率以及输电线路和电信线路之间的障碍物也会影响干扰水平。

容许值　衡量输电线路对电话回路的干扰影响的电气量为输电线路各谐波电流和电压在电话回路上产生的等效于800Hz时的杂音电动势，该容许值是根据在内外各种干扰源引起的杂音下，满足语言传输有良好的清晰度的要求来确定；衡量输电线路对电报回路的干扰影响的电气量为输电线路的基波电流和电压在电报回路上产生的流经电报机的干扰电流，该容许值是根据不使电报工作有明显差错的要求来确定，该干扰电流应比电报机的工作电流小得多。

在中国行业标准中规定音频双线电话回路噪声计电动势允许值为：①县电话局至县及以上电话局的电话回路4.5mV；②县电话局至县以下电话局的电话回路10mV；③业务电话回路为7mV；④兼作电话用有线广播双线回路噪声计电动势允许值为10mV；⑤输电线路在“线-地”电报回路中感应产生流过电报机的干扰电流允许值为电报机工作电流的10%。

防护措施　主要包括：①在选择输电线路或电信线路的路径时，保持合理的接近距离和交叉角度。②输电线路采用良导体架空地线或增加地线数量，地线采用逐塔接地方式，在电信线路上设置屏蔽地线。③针对音频电话影响最大的谐波频率，在变电站内安装滤波器。④将架空明线电信线路改为电缆，或采用光缆。⑤将音频电话、普通电报改为载波电话、载波电报。⑥将单线电话、单线电报改为双线电话、双线电报，单幻电报改为双幻电报。在实际工程中应根据具体情况，全面进行技术经济比较，以确定采用何种防护措施。

shudian xianlu dui dianxin xianlu de weixian yingxiang

输电线路对电信线路的危险影响

(dangerous electromagnetic effects to telecommunication lines due to transmission lines)　输电线路通过感性耦合、容性耦合和阻性耦合，可能导致危害电信运行维护人员的人身安全或损坏电信系统的设备和装置的影响。根据具体情况，感性、阻性、容性三种耦合方式可单独存在，也可二者或三者兼有。

影响因素　输电线路对电信线路危险影响的水平与诸多因素有关，主要包括输电线路的结构及参数、运行工况、故障电流水平，电信线路的结构参数、类型、屏蔽层种类和线路两端的接地状态，以及输电线路和电信线路之间的接近距离、平行长度、交叉角度等。此外，大地电阻率以及输电线路和电信线路之间的障碍物也会影响干扰水平。

容许值　除根据是否危及电信工作人员的人身安全和电信设备的安全来确定外，还应考虑是否有预防性的防护措施、保护对象、危险影响存在时间、电信线路类型等因素，同时还与国家当前的技术经济政策有密切关系。在中国，根据输电线路的运行状态及输电线路与电信设备的耦合方式，提出危险影响容许值的确定原则包括：①交流输电线路在正常运行情况下及中性点不直接接地系统的三相对称交流输电线路在单相接地故障情况下，由于容性耦合在电信线路上产生的电流容许值不大于15mA。②直流输电线路以及中性点直接接地的三相对称交流输电线路在接地故障情况下，由于感性耦合和阻性耦合短时间在电信线路上产生的对地电压容许值，架空线电信线路根据该输电线路的短路故障切除时间下的人体安全电压确定，故障切除3s以内时可取430V，0.5s以内可取650V。电缆电信线路根据电缆的耐压水平和远距离供电方式确定，光缆电信线路根据电缆的耐压水平确定。③不对称交流输电线路在正常运行或故障情况下，由于感性耦合和阻性耦合长时间在电信线路上产生的纵电动势容许值不大于60V。

防护措施　主要有：①在选择输电线路或电信线路的路径时，保持其间的合理距离。②输电线路架空地线采用良导体导线或增加地线数量，地线采用逐塔接地方式。③限制输电线路短路电流和采取迅速切断线路故障的措施。④明线电信线路改为有屏蔽的电缆或加装屏蔽线，改善电缆屏蔽性能等。⑤提高电缆介质强度。⑥在电信线路上装设放电管、中和变压器、隔离变压器、屏蔽变压器等。⑦电信线路采用光缆。在实际工程中应根据具体情况全面进行技术经济比较，以确定采用何种防护措施。

shudian xianlu dui jinshu guandao de dianci yingxiang

输电线路对金属管道的电磁影响

(electromagnetic effects of transmission lines on metallic pipelines)　输电线路通过电磁场耦合途径在相邻金属管道上产生的电压和电流导致的对金属管道及其接触人员的影响。对于输电线路正常运行、遭受雷击或发生接地短路故障等不同情况，其电磁场耦合途径、电磁影响对象、防护措施也不相同，需要区别对待。

电磁场耦合途径　当输电线路正常运行、遭受雷击或发生接地短路故障，输电线路产生的磁场、电场及入地电流将作用于相邻金属管道并对其产生电磁影响。输电线路对相邻金属管道的电磁场耦合途径可分为磁场耦合、电场耦合和电流场耦合。

磁场耦合　交流输电线路正常运行时的工作电流以及遭受雷击或发生接地短路故障时输电线路中的瞬态电流会通过磁场耦合在相邻金属管道上产生纵向感应电动势。如金属管道为不接地的架空金属管道或敷设防腐层材料的埋地金属管道，在金属管道上将产生对地感应电压。可以先通过磁场计算方法求取输电线路与相邻金属管道之间的互电感，再通过电磁感应原理计算相邻金属管道上的感应电压。（见感性耦合）

电场耦合　输电线路正常运行时，分布在输电线路导体表面上的电荷通过静电感应效应在相邻金属管道上产生感应电压。可以先通过电场计算方法求取输电线路与相邻金属管道之间的部分电容，再通过静电感应原理计算相邻金属管道上的感应电压。（见容性耦合）

电流场耦合　输电线路遭受雷击或发生接地短路故障时，输电线路中的一部分雷击或短路电流通过输电线路铁塔的接地装置流入大地，并在大地土壤中产生地电位差进而转移为埋地金属管道的防腐层电压。可以先通过电流场计算方法求取输电线路与相邻金属管道之间的互电阻，再通过欧姆定律计算相邻埋地金属管道防腐层上的电压。（见阻性耦合）

电磁影响对象及容许值确定原则　当输电线路对相邻金

属管道可能造成电磁影响时，一般从对管道接触人员的影响、对管道及其防腐层的影响、对管道金属腐蚀的影响以及对管道附属设备的影响四个方面分析电磁影响的程度，并确定输电线路在金属管线上产生的感应电压和泄漏电流容许值。

对管道接触人员的影响　当输电线路正常运行或发生接地故障时，输电线路在金属管道上产生的对地电压，并施加到接触金属管道的人员身上。该电压的容许值不能超过可能接触金属管道的人员的可接受电压，因此与接触金属管道人员的类别有关，对于架空且无绝缘层的管道，可接触人员一般按公众人员考虑，对于埋地的或架空但有绝缘层的金属管道，可接触人员一般按职业人员考虑。此外，输电线路发生接地故障时在管道上产生的对地电压的容许值与接地故障切除时间有关，故障切除时间越短，在管道上产生的对地电压容许值越高。

对管道及其防腐层的影响　当金属管道埋设于地下时，在输电线路遭受雷击或发生接地故障的情况下，通过感性耦合和阻性耦合在埋地金属管道上产生的对地电压或金属表面的电流场，可能造成埋地金属管道防腐层的破损或管道金属表面烧蚀。防腐层电压及管道金属表面电流场的容许值不能超过造成防腐层及金属管道损坏的水平。

对管道金属腐蚀的影响　当金属管道埋设于地下时，在输电线路正常运行情况下，交流输电线路通过感性耦合在金属管道上产生对地交流电压，进而形成埋地金属管道金属部分与周围土壤之间的电荷交换，可能会对金属管道产生交流腐蚀。该交流腐蚀以不影响金属管道的安全和正常工作为原则，一般以金属管道表面的交流电流密度或对地电压为评价依据，其容许值与金属管道周围的土壤电阻率与酸碱度、输电线路中的电流频率、金属管道与周围土壤的接触面积等因素有关。

对管道附属设备的影响　当金属管道上装设有附属设备，例如输油输气管道的阴极保护设施等，输电线路正常运行、遭受雷击或发生接地短路故障时，在金属管道附属设备上产生对地电压。要求该电压不能影响管道附属设备的正常工作，其容许值根据金属管道附属设备的种类、耐压水平、电磁兼容性要求及附属设备在管道上的相对位置等因素确定。

防护措施　主要措施包括增大输电线路与金属管道的距离、调整输电线路地线电阻或铁塔接地电阻、采用排流措施、强制外加阴极电流、对管道分段隔离等。

增大输电线路与金属管道的距离　在输电线路或金属管道的设计阶段就充分考虑输电线路与金属管道之间的距离，使相邻金属管道受到的电磁影响降低至容许值。

调整输电线路地线电阻或铁塔接地电阻　在输电线路与可能受电磁影响的相邻金属管道的区域内，降低输电线路地线电阻、增大该区域内铁塔接地电阻或者减小该区域以外数级铁塔的接地电阻，都可以减小输电线路遭受雷击或发生接地故障时通过铁塔接地装置流入大地的电流，从而降低输电线路对相邻金属管道的阻性耦合影响。同时还增加了经由输电线路地线回流的电流，使输电线路地线的屏蔽效应增强，削弱输电线路中电流通过感性耦合在金属管道上产生的影响。

采用排流措施　对于带有防腐层的埋地金属管道，中国管道部门通常采用排流法降低输电线路对其的影响，即在金属管道附近的土壤中设置金属接地体，并与管道金属部分连接形成排流回路。排流措施能起到降低金属管道电位、为金属管道提供阴极电流等作用。

强制外加阴极电流　通过设置阴极保护站，强制外加阴极电流来降低金属管道与土壤之间的电位差。这个防护措施与排流措施各有优势，可依据不同的腐蚀环境和条件以及金属管道的具体情况和技术要求择优选定。一般说来，强制外加阴极电流的防护措施受金属管道周围土壤条件的限制较小，因而即使在高土壤电阻率地区也可有较好的防护效果。而排流措施对排流地床的接地性能要求较高，在高土壤电阻率地区不易大幅降低金属管道的对地电压，因此适用于土壤电阻率较低的地区。如果金属管道敷设于地下金属构造物布局复杂的环境，为避免流入土壤的阴极电流对其他相邻的金属构成物产生金属腐蚀影响，不宜采用强制外加阴极电流的防护措施。

对管道分段隔离　在输电线路与相邻金属管道的公共走廊内，可在受影响的金属管道的适当部位设置绝缘法兰，以降低输电线路对金属管道的影响。这种方法可以将电磁影响限制在局部范围内，简化了防护措施，同时可以有效缩短输电线路与金属管道的平行长度，降低电磁影响程度。

shudian xianlu dui wuxiandian taizhan de ganrao yingxiang

输电线路对无线电台站的干扰影响

(electromagnetic effects of transmission lines on radio stations)　当输电线路与无线电台站邻近时，输电线路电晕产生的电磁场与输电线路对无线电来波的散射对无线电台站正常工作产生的影响。可能受干扰的无线电台站包括收信台、测向台、导航台、雷达站等。输电线路电晕产生的影响称为有源干扰，输电线路对无线电来波的散射产生的影响称为无源干扰。

有源干扰　输电线路正常运行时，导线表面发生电晕放电，在导线上产生电晕电流，并在周围空间产生电磁场，可能影响附近无线电台站对信号的接收。

保护距离计算　利用输电线路无线电干扰的距离衰减特性和频率衰减特性，结合参考点处的无线电干扰水平以及无线电台站的最低可用信号噪声比或允许的背景噪声增量，计算得出保护距离。

（1）依据无线电台站的最低可用信噪比，保护距离用下式确定

$$d = 10^{[(E_0 - S_p + R_p - 23)/20]+2} \tag{1}$$

式中 E_0 为输电线路参考点处无线电干扰水平，dB；S_p 为最低可用信号场强，dB；R_p 为测向、收信台（站）正常工作所需的信噪比，dB。

（2）依据无线电台站允许的背景噪声增量，保护距离用下式确定

$$d = 10^{[E_0 - N_0 - 10\lg(10^{0.1\delta_N} - 1) - 23]/20+2} \tag{2}$$

式中 N_0 为背景（环境）噪声，dB；δ_N 为允许背景噪声的增量，dB；E_0 含义同式（1）。

降低有源干扰措施　主要措施包括选择合适的导线分裂数、子导线截面、相/极间距等。

无源干扰　无线电来波遇到输电线路时，输电线路铁塔

及导线将产生散射波，散射波将使无线电台站接收到的无线电来波幅值和相位发生改变，从而影响无线电台站的接收。

保护距离计算　输电线路对无线电测向台站无源干扰的保护距离，一般以接受信号方位角误差来确定。可利用电磁波理论，对输电线路的散射进行计算，并与无线电来波进行对比，确定保护距离。对于其他无线电台站，如航空、航海无线电导航台，雷达站，地球站，微波接力站等，应根据国家标准中规定的遮蔽物（包括铁塔、导线及建筑物等）允许的仰角，通过几何计算，得出再次辐射干扰的保护间距。

降低无源干扰措施　在输电线路方面采取的措施主要包括：①适当选择铁塔高度，使影响最大的四分之一波长谐振频率落到测向系统工作频率范围之外；②在设计允许的情况下尽量增大档距，以减小铁塔成列的影响；③对于同走廊多回输电线路，铁塔对天线中心应尽量布置在同一直线上，使多条输电线路的无源干扰近似视为一条输电线路的影响。在测向台方面采取的措施主要包括：①扩大短波测向天线阵列的孔径，以提高测向系统的抗扰度；②采用抗扰度强的测向系统，如空间谱估计测向系统等。

shudian xianlu fanglei

输电线路防雷　（lightning protection of transmission line）　见架空输电线路雷电过电压防护。

shudian xianlu fangzai jianzai

输电线路防灾减灾　（disaster prevention and reduction of overhead transmission line）　减少或防止输电线路遭受自然灾害损失和影响的有效措施。受运行环境影响，输电线路容易遭受自然灾害，如冰雪灾害、风灾、地质灾害、大面积污秽闪络等，这些灾害容易导致输电线路本体受损或导致大面积停电，因此需要采取有效措施加以防范。防灾是对自然灾害采取的避防性措施，它是最经济却是重要而有效的减灾措施。防灾与减灾是综合性、系统性地维护输电线路的有效措施。

冰雪灾害　中国是覆冰较严重的国家，对于电力系统来说，历史上曾经多次发生大规模的冰灾事故。

冰雪灾害对线路造成的危害主要有三种情况：①绝缘子表面覆冰或被冰凌桥接后，绝缘强度下降，泄漏距离缩短导致冰闪跳闸；②线路实际覆冰厚度超过设计值，导致荷载过大引发掉串、断线和倒塔；③在一定的风激励下，不均匀覆冰使导线舞动从而造成铁塔、绝缘子串等损坏。

防范冰雪灾害发生，需从设计、运行维护、调度等各层面共同开展工作，主要防范措施有：①加强覆冰调查和监测，尽量躲开重冰区，合理选取设计覆冰条件，特别是关注微地形、微气候的影响；②优化骨干网架的路径选择和设计，为节省投资，对同走廊的线路可采取差异化设计；③合理设置耐张段长度，避免引起串倒；④对导线绝缘子进行防冰闪设计或改造，如大小盘径绝缘子插花串布置、采用V型串和倒V串等绝缘子串型布置等；⑤采取直流融冰技术，在站内安装固定式融冰装置，并配套安装融冰管母线、融冰隔离开关，当线路覆冰达到设定值后，及时起动线路融冰。另外正在研究防覆冰涂料、防覆冰导线等，但其效果有待进一步验证。（见重覆冰输电线路）

风灾　中国属台风多发地区，尤其是东南沿海省区。历史资料统计1949～2010年间登陆中国的热带气旋共561个、台风203个，其中90%以上的热带气旋和台风于东南部的广东、台湾、海南、福建、浙江、广西六省区登陆。在沿海台风或龙卷风多发地区的输电线路，容易遭受风灾，一旦超过设计允许条件，将会造成导线对塔身空气间隙不足而放电，严重时发生倒塔、断线等事故。

防范措施有：①加强台风观测和调查，尽量避开易受台风影响的区域，合理选择设计风速和空气间隙，加强导线和杆塔的抗风能力；②强风区域内适当提高设计基准风速，优化杆塔结构，杆塔使用留有一定裕度；③重点优化跳线串的设计，如增加跳线串数量、控制跳线弧垂、增加跳线串重量、采用硬跳线等；④旧线路进行防风评估和改造，增强抗风能力。

地质灾害　对输电线路造成危害的地质灾害主要为泥石流、滑坡、地震等，其中泥石流、滑坡危害较大，一般情况下输电杆塔的抗震性能较好，单纯的强地震致使输电杆塔破坏的并不多见。泥石流易引发山体滑坡，导致输电杆塔基础发生破坏或不均匀变形，从而引起杆塔倾斜，严重时直接导致倒塔。例如在2008年汶川地震中，输电线路的破坏主要是由于地震引起的泥石流等次生灾害导致输电杆塔倒塌引起的。

防范措施有：①处于地震重点防范区域的电网改建、新建工程，在规划、设计阶段线路全线应按自立式铁塔设计，以提高线路设备抗震能力。②在选择新建线路走向和对原有线路部分改建时，线路路径应避开地质结构复杂区，做好截水沟、排水沟、护坡等措施，并对山坡侧存在落石隐患的区域要进行处理。③特别注意塔位、拉线位应设在地质稳定区，并减少开挖和对植被的损坏，施工后做好植被的恢复和排水，还须注意远离挖土取土等施工区域。④对于经过采空区的输电线路，基础应采取防止不均匀沉降的特殊设计，同时应加强监测。

大面积污闪　污闪是指电气设备绝缘表面附着的污秽物在潮湿条件下，其可溶物质逐渐溶于水，在绝缘表面形成一层导电膜，使绝缘子的绝缘水平大大降低，在电力场作用下出现的强烈放电现象。大面积污闪指电网污闪事故在一个省级电网或多个省级电网内部多条线路上同时发生的情况，大面积污闪可直接导致电网大面积停电。

防范措施有：采取合理的绝缘配置，增加电气设备外绝缘的爬电距离，提高绝缘水平。如增加污秽地区的绝缘子片数、使用大爬距防污绝缘子或合成绝缘子、使用RTV防污闪涂料（见图）等。传统的运行维护策略是春秋两季的停电清扫，即在积污季节前后及时清除绝缘子上的污秽，从而保证绝缘水平。同时，应加强绝缘子污秽程度监测，及时根据外部环境调整绝缘水平或清扫检修策略。



涂覆纳米改性硅橡胶涂层的瓷绝缘子

其他灾害　山火、雷击也是引起线路故障的重要原因。山火可能引起输电线路多相故障、直流双极闭锁、同廊多回线路同时跳闸等故障，而且短时不能恢复送电，因此对电网影响较大。主要采取清理线路走廊植被、砍伐防火通道等措施防止山火造成线路事故。同时可根据情况及时转移负荷，紧急停运受山火影响线路以避免次生灾害。电力设备如果发生雷击事故，可能造成大面积停电，严重影响

社会生产和人民生活。架空线路防雷措施包括降低接地电阻、架设避雷线、增设避雷针、山区线路降低避雷线保护雷角、雷电活动特殊强烈的杆塔改善接地、雷害多发区且地网改造困难的220kV及以下杆塔使用线路避雷器等。（见架空输电线路雷电过电压防护）

见输电线路故障。

shudian xianlu guzhang

输电线路故障 （overhead transmission line faults）

输电线路的组成部件（架空地线、导线、绝缘子、金具、杆塔、杆塔基础、接地装置等），由于原有的电气、机械性能受到损坏或导线与接地体之间的距离小于要求数值，从而造成的不正常运行状态或退出运行状态。输电线路故障分瞬时性故障和永久性故障两类。由于暂时性的原因引起线路对地短路跳闸，极短时间内，故障原因消失，绝缘恢复，自动重合闸成功，线路恢复供电，是瞬时性故障。如短时间内故障原因不能消失，绝缘受损或导线、杆塔遭到破坏，需要修复后才能继续送电，则称为永久性故障。输电线路发生故障的原因有雪、风、雨、雾、冰雪、气温变化、洪水冲刷、地震等大自然影响，周围环境特别是环境污秽的影响，鸟类活动的影响，其他物体对输电线路的机械性破坏或对导线的接近、接触、部件材质不良或性能劣化、部件被拆卸偷盗、外力损坏等。为保持输电线路连续正常运行，对导线机械损害、绝缘子损害、杆塔损害，雷击、污闪、冰（雪）害、鸟害等引起的故障，须采取相应的防治措施。

雷击故障及防雷措施　输电线路故障中有相当一部分是由于雷击灾害引起的，输电线路由于遭受雷击所引起的雷电过压超过线路设计绝缘水平时，就会引起绝缘子串闪络或线间、线对接地体间闪络而发生故障。为防止和减少雷击灾害故障，应全面考虑输电线路的重要程度，系统的运行方式，输电线路经过地区雷电活动强弱的程度，地形地貌特点和土壤电阻率，并结合附近原有输电线路的运行经验，依据综合技术经济比较采取优化合理的防雷措施，使输电线路具有一定的耐雷水平。通常可选择的防雷措施有：①架设避雷线；②降低杆塔接地电阻；③架设耦合地线；④装设自动重合闸；⑤选择合适的绝缘耐受电压能力，加强绝缘水平。（见架空输电线路雷电过电压防护）

污闪故障及防污措施　当输电线路绝缘子的表面附着有各种污秽物质（如灰尘、烟尘、化工粉尘、盐类等）时，在一定的湿度条件下（如有雾、结露或毛毛雨），污秽物质溶解于水分中，形成电解质的覆盖膜，或有导电性质的化学气体包围着绝缘子时，会大大降低绝缘子的绝缘性能，致使绝缘子表面泄漏电流大大增加，绝缘子发生闪络，这种故障称为污闪故障。污闪故障的特点是与气候有关，通常发生在有雾或雨雪交加的季节，且在有雾或空气湿度较大的情况，有时发生范围较大，且持续时间较长，所以污闪往往同时发生在多条线路，并且可能连续多次发生，难以用自动重合闸恢复供电。防污措施有：①设计输电线路时调查周围环境的污源和污秽程度，并充分考虑邻近线路运行经验和据此描绘的污区分布图来确定线路的环境污秽等级，从而选择相应的绝缘子串的爬电比距。②定期检测和及时更换不良绝缘子。③定期清扫绝缘子，并在易发生污闪的多雾季节来临前完成。④根据线路运行经验增加悬式绝缘子片数，或更换选用防污型绝缘子或合成硅橡胶绝缘子。⑤绝缘子表面涂防污涂料RTV或PRTV（硅脂、硅油、石蜡等成分组成）。

冰（雪）害故障及防治措施　冰（雪）害引起的故障原因有：①因覆冰（雪）荷载超过设计允许值，造成断线、倒杆塔事故。②上下排列的导线，下部导线因覆冰（雪）脱落而发生跳跃，造成上下导线接近或碰线而闪络。③架空地线因覆冰而使其弧垂增大，缩小了与导线的距离，发生闪络。④线路各档覆冰（雪）厚度不均匀，使各档内导线弧垂变化很大，致使悬垂绝缘子串发生倾斜，导线弧垂过大造成对地面或交叉物的距离减小，甚至发生闪络。⑤绝缘子串覆冰（雪）降低了绝缘水平，如果覆冰、积雪贯穿整串绝缘子，则会引起绝缘子闪络。防治措施有：①设计时考虑到覆冰（雪）增加的荷载（电力线路覆冰见图），选择合理的气象组合条件。②采用穿插大伞裙等方式防绝缘子覆冰贯通，从而造成冰凌桥接或雪贯通沿面闪络。③加大负荷电流来使导线温度升高，使覆冰（雪）融解。④利用融冰装置用短路电流来融化覆冰（雪）。⑤采用机械手用机械方法除冰（雪），但一般要求线路停电。如线路不允许停电，则可采用绝缘工具和滑车式除冰器除冰，用机械方法除冰时要防止导线和架空地线受到损伤。（见重覆冰输电线路、直流融冰技术）



电力线路覆冰

鸟害故障及防治措施　由于鸟类的嘴里含着树枝、柴草和铁丝等飞行于线路上空，这类物品落到导线间或搭到导线与横担之间可造成短路或接地事故。体型较大的鸟类在线间飞行或鸟类争斗、鸟巢被风吹散触及导线、大量鸟粪覆盖于绝缘子表面等都可能发生闪络事故。防治鸟害的措施主要是增加巡线次数，随时拆除鸟巢，安装驱鸟器和防鸟刺等设施。

杆塔结构故障及防治措施　杆塔结构、拉线以及基础损坏而引起线路故障的原因有：①大风（或覆冰）、荷载超过结构承受能力或因长时间导线舞动，引起构件损坏、螺栓松动或杆塔倾倒。②拉线设计不当，连接金具缺陷或运行中拉线松动。③基础受到山洪冲刷、塌方、泥石流或人为灌溉、挖掘等影响，引起的沉陷、倾覆而损坏。④杆塔构件遭车辆、机械撞击或其他人为因素和外力破坏等。倒杆、倒塔事故影响面大，修复工程量大，停电时间长，后果严重，应尽可能避免发生。防治措施：除采用正确的设计方案和严把选材、制造、施工安装质量关之外，加强运行巡视维护以及综合治理也很重要。

导线损害故障及防治措施　引起导线损害故障的原因主要有：①微风（风速 $v \geqslant 0.5\mathrm{m/s}$）引起的振动，电晕引起的电晕振荡，覆冰引起的舞动，冰雪脱落引起的跳跃，中等风（风速 $v \geqslant 4\mathrm{m/s}$）引起的分裂导线次档距振荡，大风时导线对杆塔放电或摆动周期不一等。振动会造成导线的疲劳断股、振荡、跳跃、舞动和风偏，会造成导线间闪络，也会引

起金具损坏甚至断线。②导线腐蚀，导线（包括架空地线）在大气中受水分、化学气体、盐类和酸类物质等作用会发生腐蚀，腐蚀程度与导线的材质成分和制造工艺有密切关系，腐蚀的形态有化学腐蚀和电化学腐蚀，并以电化学腐蚀为主，主要是外层腐蚀，铝股受腐蚀后表面会产生白色粉末，并布满麻点，铝股与钢芯接触层也会产生白色粉状物，同时导线明显变脆，抗拉强度明显降低，严重时会造成断股断线。③连接接头施工质量不良或长期运行老化造成过热断线。④线材有缺陷或在施工过程中被磨损发生断股，遇负荷增大时造成的断线。⑤对其他物体接近造成、接触造成闪络或造成机械损害。防治措施有：①周密正确的线路设计，收集会导致导线和杆塔发生腐蚀的环境资料，如污源性质、范围、主导风向、风速等，尽可能避开污源或把线路置于主导风向的上方侧。②采用防腐性能较好的线型，如铝合金导线，用铝锌合金镀层的钢线或铝包钢线作为架空地线和钢芯铝绞线的钢芯等。③良好的线材加工质量和施工质量。④局部舞动区域增设防舞间隔棒，风偏可加装复合柱式绝缘子等。⑤周密而认真的线路巡视、检测和维护检修。

绝缘子损害故障及防治措施　绝缘子的绝缘性能和机械性能劣化，会造成导线对地放电及导线从杆塔上脱落造成线路故障。绝缘子主要分瓷、玻璃和复合硅橡胶材质，其各种形式绝缘子损害的主要原因是：①瓷件焙烧不良和水泥胶合剂干缩较大，导致瓷件产生空隙吸潮。②瓷件或玻璃件成型压力不均，冷却或钢化不良引起的内应力，以及由于瓷体、玻璃件、水泥、金具的热膨胀系数差异在温度变化时引起的内应力，使瓷件产生龟裂，玻璃件产生自爆。③水泥吸收大气中的水分和水泥内部水分反复冻结溶解，水泥化学膨胀所引起的内应力，使水泥劣化。④复合硅橡胶绝缘子的老化，憎水性消失，制造、鸟啄或其他原因致使密封性不好而酸雨侵蚀绝缘子芯棒造成脆断损害等。⑤运输、施工或雷击、污闪使绝缘子表面受到损伤，因气温变化或导线振动引起的应力作用而发展。⑥悬式绝缘子钢脚被电化腐蚀，产生腐蚀膨胀，使绝缘子损坏，同时使钢脚机械强度大大降低。防治措施：①提高绝缘子制造质量，安装前加强质量检查，防止受损的绝缘子投入运行。②对运行中的绝缘子加强定期检测，检出不良绝缘子并马上更换。③对绝缘子钢脚定期进行检查或抽测。

见输电线路防灾减灾、输电线路巡视检测。

shudian xianlu huanjing baohu

输电线路环境保护

(environmental protection of overhead transmission line)　为减少输电线路对生态环境、水土流失、电磁环境、景观等的影响，在其设计、施工和运行各个环节所采取的措施。

随着科学技术的发展和新技术的应用，输电线路在建设和运行中对周边环境的影响也逐步减少。使输电线路的设计建设和运行与周边环境更加协调，更加符合环境保护的要求。

设计阶段　通过利用高科技手段优化线路路径，尽量避开自然保护区、风景名胜区、军事设施、地方规划区、森林公园及文物古迹等环境敏感区，尽量少拆民房，减少居民居住环境的影响；山区的杆塔采用全方位高低腿配合高低基础设计（见输电线路塔基水土保持），减少土方开挖和植被破坏；适当控制输电线路下的工频电场强度，合理选择导线及其配套金具防止尖端放电和起电晕，降低无线电干扰和可听噪声水平（见输电线路电磁环境）；线路尽量避让成片林区，对无法避让的林区采取高跨设计以减少林木砍伐；对重要的通信线和无线电设施，尽量满足防护间距要求，避免产生危险或干扰影响；线路尽量远离军事、机场、码头等设施，并满足机场净空要求；跨越河流时尽量避免对航运和河道泄洪能力的影响，并按相应的通航水位和航道等级留有足够的安全净空；线路与公路、铁路、通信线、电力线、河流交叉跨越时，严格按照有关标准执行并留有足够的净空距离。（见线路对地距离及交叉跨越）

施工阶段　合理组织施工，尽量减少占用临时施工用地和缩短占用时间；严格按施工图提供的杆塔基础占地面积、基础型式等要求进行基坑开挖（见杆塔基础施工）；施工临时占地用完后立即进行原貌恢复，线路施工、架设时采取必要的措施，减少对交通运输的影响；施工单位应根据工程的实际情况，对施工中发生的弃土、泥浆排放、植被破坏、材料运输及堆放过程中造成对环境的破坏，施工中产生的噪声和铁塔组立过程对环境的影响等制订有针对性的施工组织措施进行控制；施工期间对可能发现的文物进行保护，发现文物要及时向当地文物部门报告；对需要建设临时施工道路两旁的树木、植被进行移植，新修道路两旁进行绿化，以减少水土流失；对邻近居民区的塔位，尽量避免在居民休息时间施工，以减少噪声污染。

运行期间　定期对线路进行巡视和检测，对安全隐患和不利环境影响及时处理；建立各种警告、防护标识，避免意外事故；对当地群众进行有关高压输电线路和设备方面的环境宣传工作。

shudian xianlu jishu jingji zhibiao

输电线路技术经济指标

(technical & economical indexes of overhead transmission line)　输电线路工程设计中体现其技术效果与经济效益的概括性数据，用作宏观比较与概括估计，是衡量输电线路技术经济合理性，在系统中能否充分发挥其输电容量和能力，实现投资效益最大化的重要指标。输电线路技术经济性，首先表现在电力系统规划中对组成的电力网所起的安全经济作用，使电力网在运行中能充分发挥其输电容量的能力，尽可能减少电力网损失。电力系统规划中的网络结构、电压选择及导线截面的确定，对于输电线路的安全经济性起主导作用。

在输电与联网可行性研究的计划任务决策以后，输电线路本身的技术经济性，主要包括输电线路长度、曲折系数、建设总投资、单位长度投资、本体工程投资、本体工程单位长度投资、杆塔类型比例、档距利用系数以及主要材料消耗等指标。在列举指标的同时，还应说明工程采用的主要气象条件（如设计基本风速、覆冰厚度）、沿线地形地貌地质以及设施迁移林木跨越与砍伐等情况，以便对各项指标的先进性作出正确的分析评估。

输电线路长度　线路端门型构架至另一端门型构架的路径长度，又称亘长。长度计算是指各耐张段的长度总和或各杆塔之间水平距离的总和。输电线路特殊大跨越段长度是指

跨越段两侧耐张塔之间的长度（水平距离）。

输电线路曲折系数　输电线路实际长度与起止点直线距离之比。

$$线路曲折系数=\frac{输电线路长度}{输电线路直线长度}$$

输电线路建设总投资　输电线路建设综合投资费用。总投资的构成，包括线路本体工程建设投资、线路辅助生产工程建设投资、生活福利工程建设投资、场地准备费用投资、生产准备费用投资和其他工程及费用投资。从构成上分析输电线路建设总投资，其目的是分析投资的合理性、造价分配比例的合理性，并掌握输电线路投资的经济规律。输电线路本体工程、辅助生产工程和生活福利工程造价的计算均包括各自工程的直接费、其他直接费、间接费、计划利润和税金。

单位长度投资　输电线路每千米建设的综合投资。它是衡量线路工程造价经济合理性的主要指标。最近统计研究表明，用单位容量指标［元/（万 kW·km)］来衡量线路工程单位造价比较全面、科学，能充分体现输电线路单位走廊利用率。

$$单位长度投资=\frac{输电线路工程总投资}{线路长度}，元/km$$

$$单位容量指标=\frac{输电线路工程总投资}{输电容量\times线路长度}，元/(万\ kW\cdot km)$$

本体工程投资　其构成包括工地运输工程费用、土石方工程费用、基础工程费用、杆塔工程费用、导线及避雷线工程费用、金具及绝缘子工程费用和接地工程费用。从投资构成上分析线路本体工程投资，其目的是分析投资的合理性、本体造价构成分配比例的合理性，并掌握其经济规律性。

本体工程单位长度投资　输电线路本体工程每千米的建设投资。

$$本体工程单位长度投资=\frac{输电线路本体工程投资}{线路长度}，元/km$$

杆塔类型比例　工程所用主要杆塔类型，杆塔总基数以及悬垂直线型、悬垂转角型、耐张转角塔各占的百分比，悬垂直线型塔中自立塔、拉线塔、水泥杆各占的百分比。

档距利用系数　输电线路工程的平均档距占计算档距的百分数。

$$档距利用系数=\frac{平均档距}{计算档距}\times100\%$$

一条线路中使用各种不同高度和不同设计档距的杆塔。式中平均档距为全线各种杆塔实际使用档距，计算档距指上述各种杆塔设计计算档距，均按加权平均计算。档距利用系数，直接影响工程的经济性，它与地形、地貌有关，用以进行综合分析并确定设计的先进性与合理性。

输电线路主要材料消耗指标　输电线路工程建设的主要材料包括导线和地线（施工损耗之外，要加弧垂需用量）、杆塔钢材、基础钢材、基础混凝土、土石方和绝缘子、金具等。

$$线路单位长度的主要材料消耗量=\frac{线路总长度主要材料耗用量+施工损耗量}{线路长度}$$

各国情况不同，对输电线路技术经济指标评价的侧重点也不同。中国以往由于当时的经济状况和管理体制方面的原因，在线路工程建设中曾经偏重于降低材料消耗量和节省投资，特别是节约钢材作为一项重要的技术经济指标。另一方面，人工消耗、土地占用、拆迁赔偿、林木砍伐等项费用又规定得不大合理，工期效率、运行维护条件以及环境保护等因素也考虑较少，在工程技术经济指标中均未能得到全面的体现。随着经济发展和管理体制的改革，线路器材供应状况已有很大改变，有关费用也相应调整，线路工程总投资中各项费用所占的比重起了变化。因此，衡量一个输电线路工程技术经济指标的先进性和合理性的观念有了新的转变，工程的经济效益和社会效益并重也开始受到重视。

shudian xianlu jiedi

输电线路接地　(transmission line grounding)

见电气装置接地。

shudian xianlu jueyuan peihe

输电线路绝缘配合　(insulation coordination of transmission line)

见架空线路绝缘水平。

shudian xianlu jueyuanzi

输电线路绝缘子　(transmission line insulators)

见绝缘子。

shudian xianlu lujing xuanze

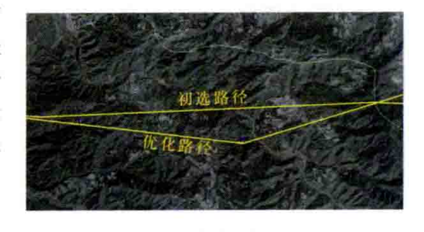
输电线路路径选择　(overhead transmission line routing)

在线路起止点之间选择一条符合国家建设方针政策、技术安全可靠、经济合理的路径，简称选线。在选线时要考虑沿线气象、水文、地质、地形等自然环境以及交通运输、居民点等因素，还要妥善处理线路附近其他设施、城乡建设、文物保护、资源开发和环境保护等方面的关系，并进行综合论证比较。选线的基本要求包括：①要综合考虑经济合理、施工方便、运行安全、维护便利等方面的因素选择尽可能短的路径方案。与起止点之间的直线距离相比，曲折系数愈小愈好。②避开军事设施、大型工矿企业及重要设施；避开采动影响区或缩短采空区线路长度；避开成片林区、自然保护区、风景名胜区和文物保护区，当线路必须穿越保护区时，按照国家有关法律法规的要求办理相关手续。③调查局部地区微地形情况，避开不良地质地带、地质灾害多发区、洪水淹没区、滞洪区，尽量避免翻越分水岭、横跨峡谷、湖泊、垭口；调查局部地区的微气候情况，避开重冰区、易舞动区及影响安全运行的其他地区。尽可能避开重污秽区及重点污源，提高线路运行的可靠性。④考虑输电线路对电台、机场、弱电线路等邻近设施的影响，应满足对油井、油气管道、地下通信线等地理设施安全距离的要求。⑤靠近现有各级公路，充分利用现有的交通条件，方便施工和运行。⑥山地及高山大岭区段路径选择时，充分考虑输电线路杆塔基础根开大、塔位占地范围宽的特点，确保塔基稳定；尽量避免线路连续在山坡走线，减少地面坡度对线路绕击跳闸率的影响；注意控制杆塔使用，尽量避免出现杆塔两侧档距和高差相差悬殊的情况，当无法避免时应采取必要的措施，提高安全度。（见输电线路塔基水土保持）⑦路径方案优化时进行本体投资与通道清理费用的综合比较，选择合

理的方案。⑧路径方案选择要满足远景规划预留要求，统筹规划、远近结合，充分利用输电线路走廊资源。⑨塔高受限的特殊区段，严格遵守有关部门协议要求，优化杆塔结构布置，合理选择路径方案。⑩轻、中、重冰区的耐张段长度分别不宜大于10、5、3km，且单导线线路不宜大于5km。当耐张段长度较长时应考虑防串倒措施。在高差或档距相差悬殊的山区或重冰区等运行条件较差的地段，耐张段长度应适当缩短。⑪合理选择河流跨越点，减少河中立塔，减少灌注桩基础，节约工程投资。特大跨越的技术复杂，工程投资大，若线路路径中无法避开大跨越，一般先选好跨越地点，然后再定出整条线路的路径。（见输电线路大跨越）

选线分为图上选线和现场选线两个部分。图上选线是进行大方案的比较，从若干个路径方案中，经比较后选出较好的线路路径。现场选线是保证图上选线所选的路径在现场得以检验和落实。选线需要一定精度的勘察方法。

图上选线　要了解输电线路的电压等级、回路数、可能使用的杆塔型式、两端起讫点与必须经过的地点以及有关的电力系统发展规划。再通过地形图、卫星影像（见图）、航测照片及地理信息系统选线，并在1∶50 000或1∶10 000的地形图上标出大致线路走向，标记沿线可能影响路径成立的已有和规划的城乡建设、军事设施、工厂、矿山、水利设施、地下资源开采范围、林业与经济作物情况、电力线、铁路、通信线、油气管道、无线电收发信台站、飞机场跑道及导航台、文物保护范围等的位置，划分气象条件区段、复杂地质区段以及交通与航运条件等资料。然后按经济、合理、安全的原则，在地形图上选定几个路径方案，同时收集沿线大地导电率资料，计算按系统远景规划的短路电流对铁路、通信线、油气管道等的影响，最后作出各方案的技术经济初步比较。



利用卫星影像进行线路路径优化

现场选线　使用符合精度要求的测量仪器在现场确定线路的中心线走向和转角位置，使图上选线的所选路径在现场得以检验和落实。现场选线的同时，详细调查沿线对线路有影响的障碍物情况，核对图上标示的正确性，按照有关规定，使线路与障碍物保持一定距离，通过现场选线，修正图上路径方案，进行各方案的技术经济比较，提出推荐的路径方案。现场选线应注意以下问题：

（1）对地形地质复杂地区、狭窄走廊地带及重要的交叉跨越地点，要进行比较详细的勘测，基本上达到定线的要求。对一般开阔地区，可以较粗略地定出线路走向及转角位置，待定线时再作局部修正。

（2）跨越通航的大江、大河或其他重要设施，应确定跨越杆塔的位置，估算跨越杆塔的高度。对特大跨越地点，尚需在测量、地质、水文等方面作详细勘察工作，然后才能确定跨越杆塔的位置。

（3）调查清楚沿线道路、河流、交通运输、房屋拆迁、林木砍伐、青苗赔偿和砂石供应等情况，以便正确估算线路建设费用，使线路方案的经济比较可靠，对线路有影响的其他公共设施，在现场选线时，要取得有关单位书面协议。

选线的勘察方法　早期是采用地形图、经纬仪、洛阳铲、钻机等方法，20世纪60年代中国在220kV和330kV架空输电线路的选线中，开始应用航测技术。中国在重要的工程中已广泛采用卫星图像、航测照片及地理信息系统进行选线，并采用全数字摄影测量系统和红外测量等新的测量技术，在地质条件复杂地区，采用地质雷达、地质遥感等技术。

shudian xianlu qixiang tiaojian

输电线路气象条件

（meteorological conditions for overhead transmission line）　输电线路长期暴露在自然界中，所承受的风、冰和气温的组合。为确保输电线路的结构强度、电气性能及施工和运行安全，在线路设计时需要根据沿线气象资料的数理统计结果及附近已有线路的运行经验，选取合适的设计气象条件组合，作为线路设计的依据。基本设计风速、设计覆冰厚度的数理统计重现期为：110～330kV交流输电线路取30年，500、750kV交流和±400～±660kV直流输电线路取50年，1000kV交流和±800kV直流输电线路取100年。

基本设计风速　各地气象台站均有较完整的大风观测资料，基本风速按当地气象台站10min时距平均的年最大风速为样本，通过数理统计得到，统计风速的高度为：110～1000kV交流和±400～±800kV直流输电线路统计风速均取离地面10m，各级电压大跨越统计风速取离历年大风季节平均最低水位以上10m。110～330kV输电线路的基本风速取值不低于23.5m/s；500～1000kV交流和±400～±800kV直流输电线路的基本风速取值不低于27m/s。必要时还要按稀有风速条件进行结构强度设计验算。当无可靠资料时，大跨越基本风速宜选用附近陆上输电线路的风速统计值换算到跨越处历年大风季节平均最低水位以上10m处，并增加10%，考虑水面影响再增加10%后的风速值。

设计覆冰厚度　取值是以导、地线的覆冰厚度和所覆冰凌类型作为表征。由于输电线路覆冰的形成和发展过程涉及大到全球性冷暖气流交汇，小到线路附近微地形和微气候的变化等复杂因素。虽然一些气象台站设有覆冰观测项目，但与线路上实际覆冰情况往往有很大差异。因此，在勘察设计时要准确预计沿线可能出现的最大覆冰厚度往往是很难的。主要通过对工程所在地区已有的架空输配电线路和架空通信线路的运行经验的总结以及沿线树木、房屋建筑和其他地物上出现的冰凌情况的调查、分析作出判断，选取适当的设计数值。

输电线路覆冰资料记载极少，多数气象台站并未将覆冰作为常规观测项目。为积累更可靠的覆冰观测资料，20世纪80年代以来，电力勘测设计部门在覆冰较重的特殊地区，先后建立了一些覆冰观测站点，为通过该地区的输电线路设计提供了基础资料，保证了输电线路的安全运行。现有观冰站点的观测还远远不够，因此，有必要进一步开展科学研究，通过建立有效的线路覆冰计算模型，逐步做到应用气象参数、线路特性和地形因素等推测线路的覆冰情况。通常输电线路设计冰区按电线覆冰厚度分为轻冰区、中冰区和重冰

区。在设计时，轻冰区按无冰、5mm 或 10mm 覆冰厚度设计，中冰区按 15mm 或 20mm 覆冰厚度设计，重冰区按 20、30、40mm 或 50mm 覆冰厚度等设计，必要时还要按稀有覆冰条件进行结构强度设计验算。除无冰区段外，大跨越设计冰厚较附近陆上输电线路的设计冰厚增加 5mm。（见重覆冰输电线路）

气温 根据不同设计工况，输电线路的设计温度有最高气温、最低气温、设计用年平均气温和大风、覆冰工况的相应气温等，这些气温通常可从输电线路路径所经过的附近气象台站的资料取得，并结合气象条件的工况组合采用。

其他一些与输电线路设计有关的气象要素如雷电日数、雨雪雾凇的持续时间及土壤的冻结深度等也是输电线路设计必要的参数，可从沿线的气象台站搜集到。

气象要素及用途 ①历年最高气温，用于计算架空线最大弧垂和电线发热；②历年最低气温，用于计算架空线可能产生的应力，检查绝缘子串是否倒挂或电线上拔；③历年平均气温，用于计算平均气温时的应力作为架空线防振设计的控制条件；④基本风速及最大风速月的平均气温，用于计算架空线及杆塔强度时的风荷载；⑤地区最多风向及其出现频率，用于架空线的防震防舞和防污设计；⑥设计覆冰厚度，用于计算覆冰时架空线的应力、弧垂以及杆塔的强度设计；⑦雷电日数（或小时数），用于防雷设计；⑧雨、雪及雾凇的持续小时数，用于计算线路电晕损失；⑨土壤冻结深度，用于杆塔基础设计。

气象要素的统计和处理 在收集到沿线的气象资料后，根据输电线路的电压等级以及相应的安全可靠性要求，用数理统计法分析，选取相应重现期的数值，并参照附近线路的运行经验，确定设计用的气象条件。

气象条件中对线路设计影响较大的是基本设计风速和设计覆冰厚度两个要素。这两个主要要素的取值一般根据历年观测资料，用数理统计的方法来取得，在实际工程设计中使用的概率模型有按极值Ⅰ型、Ⅱ型分布计算的耿贝尔法，按皮尔逊Ⅲ型分布计算法和经验频率法。用这些方法来拟合基本设计风速和覆冰厚度都能取得很好的结果，可用来估计极值的再现期和再现值。从多年的运行经验看，采用极值Ⅰ型法统计计算基本设计风速和设计覆冰厚度更可靠实用，故输电线路设计一般采用极值Ⅰ型的概率分布模型作为基本设计风速和覆冰厚度的统计模型。

设计用气象条件的组合 输电线路设计所选用的气象条件的组合，除应合理地反映自然变化规律外，还要适合整个结构上的技术经济合理性及设计计算的方便性。因此，必须根据线路的实际运行中可能遇到的情况，合理地概括出“组合气象条件”。

输电线路的气象组合包括线路的正常运行、施工安装和检修等情况下的组合。有如下要求：①线路在大风、覆冰及最低气温时仍能正常运行；②线路在事故情况下，不使事故扩大，即在断线情况下杆塔不致倾覆；③线路在安装过程中不致发生人身或设备损坏事故；④在任何季节里，线路在正常运行情况下，导线对地面或与其他地物保持足够的安全距离；⑤线路在长期运行中，应保证导线有足够的耐振性能。

线路正常运行情况下的气象组合 线路在正常运行情况下，使电线和杆塔产生较大受力的气象条件是大风、覆冰和最低气温三个工况。但根据气象规律不应把三个因素的极值都组合在一起，而是分别考虑三种气象组合。一般认为最大风时不覆冰，气温取该地区发生大风月的平均气温或稍低一些。电线覆冰时，一般取相应风速为 10m/s，若地区风速很大可取相应风速为 15m/s，覆冰时气温取 −5℃。最低气温时不出现冰和风。

线路施工安装和检修情况下的气象组合 线路要考虑一年四季中有施工安装、检修的可能，但在严重气象条件时，则应暂停。安装情况下的气象条件按风速为 10m/s、无冰、气温为最低气温月的平均气温，基本上能概括全年的安装检修时的气象情况。但对其他特殊情况，如冰、风事故中的抢修或施工安装中途出现大风等，靠安装时用辅助加强措施来解决。

平均运行应力的气象组合 线路设计中，应保证电线在长期运行中有足够的耐振性，电线静态应力越高振动越严重，因此，需要将振动时的静态应力控制在一定的限定范围内，而这一应力在实际运行中是经常随气象情况而改变的。为了给出经常引起振动的应力平均值，就需要给出平均运行应力的气象组合。

电线易在微风低温情况下振动，且低温时综合应力较大，故这一气象组合采用年平均气温、无风无冰。

微地形微气象 输电线路经过的相对高耸地段、山区风道、垭口、抬升气流的迎风坡、较易覆冰地区等区段，地理和气象环境比较特殊，大风和覆冰往往超过设计取值，这样区段的气象为微地形微气象区。在线路设计和运行中除了注意搜集分析沿线气象台站的观测统计的数据外，对微地形、微气象区还应作详细勘察，对于容易形成大风和影响覆冰强度的线段或塔位，采取局部调整设计气象条件或加强线路强度等相应的对策。

shudian xianlu sheji kance

输电线路设计勘测

(survey of overhead transmission line design) 为满足架空输电线路各阶段设计而进行的工程勘测。勘测阶段一般分为：可行性研究阶段勘测（简称可研勘测）、初步设计阶段勘测（简称初勘）和施工图设计阶段勘测（简称详勘或终勘）。可研勘测应提供工程所需的基础测绘资料、水文气象资料（包括水利、航道规划等）和岩土工程资料（包括地质灾害、压矿和文物评估、地震烈度等），配合设计进行路径方案选择和工程造价论证分析。初勘的主要任务是选线，首先根据地形图或航测图进行室内初步选线，然后通过现场工作初步查明沿线地形地貌、地物、地质、气象、水文（必要时开展防洪评价等专题研究）等条件，为路径方案比选和开展初步设计提供勘测报告和有关基础资料。详勘的主要任务是依据审查批准的线路路径，针对具体塔位在现场定位，详细查明塔位的地形、地质、水文、气象等条件，为施工图设计提供勘测报告和有关技术资料。

勘测工作程序一般为接受任务、勘测策划、现场作业、内业整理、成果编制等。

勘测内容包括工程测量、岩土工程、气象、水文等。

工程测量 确定输电线路中心线，并测绘线路中心线及其两侧规定范围内地形、地物、交叉跨越、杆塔位置等。工程测量有定线测量、中心线测量、平面和断面测量、平面及

高程联系测量、杆塔定位测量等内容。

定线测量　根据批准的路径方案，将输电线路的起点、终点、转角点和方向点在实地用标桩固定的测量工作。分直接定线和间接定线两种方法。直接定线是在现场踏勘测定，间接定线是按照设计的坐标或距离，根据大地控制点或其他固定标志，用全球卫星定位系统（GPS）或全站仪、经纬仪测定。根据定线测量的结果，将路径准确地绘制在路径方案图上，供编制设计文件之用。

中心线测量　对输电线路中心线上桩间的距离、高差和转角点（方向点）与其前后相邻的转角点（方向点）的水平角的测量，也称导线测量。以建立起平面、高程控制点，供平面测量、断面测量、交叉跨越测量和定位测量之用，一般用全球卫星定位系统（GPS）或全站仪、经纬仪施测。

平面和断面测量　利用平面、高程控制点，对输电线路经过地段有关的交叉跨越、平行接近的各种地物、地貌特征点的坐标和高程的测量，对一定方向剖面的地面起伏状况进行的测量。包括中线下纵断面测量、边线下纵断面测量、风偏横断面测量和接近电线最短距离的危险点测量。常用全球卫星定位系统（GPS）或全站仪、经纬仪施测。根据中心线测量、平面和断面测量的结果绘制输电线路平面、断面图。

平面及高程联系测量　输电线路的起讫点要与变电站取得统一的平面和高程关系。输电线路通过或接近城市、工矿、重要设施或其他协议地区，须取得统一坐标时，要进行平面联系测量。输电线路跨越河流、湖泊、水库、淹没区及河网地段时，跨越规划铁路、公路、管道等建筑设施时，根据需要进行高程联系测量。为了征购土地，取得协议，计算危险、干扰影响，做好保护设计，须进行相对位置联系测量。按不同要求采用全球卫星定位系统（GPS）或全站仪、经纬仪、水准仪施测。

杆塔定位测量　按照设计排定的杆塔位置与相邻控制点的距离和高差，用全球卫星定位系统（GPS）或全站仪、经纬仪对杆塔中心用标桩在实地测定，以供施工使用。必要时，还要测量（杆）塔基断面图或地形图。

随着测量技术的不断提高，航空遥感测量技术应用越来越广，主要包括航空摄影测量和遥感方法。它是按照摄影测量和遥感的原理和方法，利用航摄像片丰富的信息，经过野外工作和室内处理，以取得各专业在选线、定位中所需要的全部或部分勘测资料。根据遥感相片，进行航外控和调绘，然后进行空中三角测量、路径优化、平断面图的采集。空中三角测量包括利用全数字摄影测量系统和前期航外控成果进行空三加密、平差计算，并制作正射影像、数字高程模型，构建三维可视化的立体作业平台。路径优化就是在三维可视化的立体作业平台上对初设确定的线路路径进行优化，确定各转角坐标。平断面图的采集指依据路径优化成果，利用全数字摄影测量系统，在室内完成线路平断面图的采集和绘制。

见输电线路路径选择。

岩土工程　通过现场调查、勘探和试验，分析评价输电线路所经地区的地质环境，提供塔位地基基础设计所需岩土工程条件、设计参数、地震烈度和稳定性评价资料，对不良地质作用提出整治建议。

根据地形地貌和地质条件的复杂程度，岩土工程勘测可分为三大类：①平原与河谷区勘测：一般采用工程地质调查与勘探相结合的方法，逐基查明塔位的地形地貌、岩土特征、暗埋浜塘、不良地质作用及影响塔位稳定的因素，可选择的勘测方法有坑探、触探、钻探、原位测试等。②山地丘陵区勘测：重点围绕影响塔位稳定的因素开展工作，一般以工程地质调查、遥感解译和坑探、井探为主，重要及复杂地段辅以适量的勘探或物探。③黄土区勘测：重点围绕黄土湿陷性及塔位稳定性进行，一般以沿线工程地质调查、航片解译为主，重点地段需开展地质测绘及井探。

岩土工程勘测方法主要包括工程地质调查、勘探及测试、遥感解译和工程物探。①工程地质调查，包括相关资料的搜集、现场调查、实地测绘和成果分析整理等内容。工程地质调查是线路勘测一项不可或缺的工作，各阶段均应开展并有所侧重。②勘探及测试，包括工程钻探、动力触探、静力触探、井探、槽探及洛阳铲等。勘探方法应根据地形地貌、岩土特性和现场条件合理选择，同时充分结合地方经验。③航空遥感解译，主要利用卫星图片、航空摄影图片对照地质图和地形图，判译线路所经地区的地质构造、地形地貌、岩土构成等工程地质条件和滑坡、崩塌、岩溶、泥石流等不良地质作用分布和发育情况，为路径方案优化设计提供地质测绘资料。一般应与其他方法及搜资结果相配合以获得理想的解译成果，重要地质问题还应通过实地验证。④工程物探，通过仪器观测自然或人工物理场变化，确定地质体的空间展布范围、取得岩土体物性参数，从而揭示地质现象的一种物理勘探方法。物探在线路勘测中的地位越来越重要，可用来探测第四纪分层、岩溶和土洞、采空区、基岩面和风化带、断裂及破碎带、滑坡等地质体（或界面）。物探方法的合理选用及成果解译需考虑物性差异、地形条件、赋水条件、地磁环境和屏蔽干扰等环境因素。

气象　分析研究风、冰等重要荷载及防雷、防舞、防振等设计气象条件，为输电线路设计提供基础资料。

气象资料主要通过向当地气象部门搜集获取，对于气象资料缺乏的重要区段，必要时应通过设立专用气象观测站获得气象资料。

气象野外工作的重点是大风、覆冰调查以及微地形、微气象区查勘；气象室内工作内容主要包括对历年最大风速、导线覆冰等进行统计分析，进行沿线基本风速和设计冰厚的区段划分，提出沿线风、冰异常的微地形微气象区段。

大风调查与基本风速的确定　对输电线路经过地段历史大风进行调查。搜集地方史志中记载的历史风灾和气象台站、民政局、档案馆等单位保存的风灾灾情资料；访问沿线电力、通信线路设计运行和事故抢修人员，当地居民、林区生产管理人员等；调查工程沿线地区已建电力、通信工程等的设计风速、运行维护情况、风灾灾情报告和修复标准。

搜集对沿线气象台站历年实测最大风速资料，利用频率分析方法，分析计算设计基本风速。结合地形地貌、大风调查和已建工程的设计运行经验等，划分沿线基本风速分区。

覆冰观测与设计冰厚的确定　当输电线路经过覆冰严重地区，若覆冰观测资料缺乏且难以进行覆冰调查时，应设立导线覆冰专用观测站。观测主要项目有覆冰过程、类型、形状、覆冰重量等，与附近气象台站长期观测资料建立相关关系，以分析确定架空线路标准冰厚。

微地形微气象区查勘　微地形微气象是指气候气象条件与特定的局部地下垫面条件耦合，造成风速、覆冰等得到“共振”加强或减弱的现象。微地形微气象对输电线路设计的影响，可视具体情况采取局部设计加强措施或在对输电线路设计气象条件分区时予以考虑。

见输电线路气象条件。

水文　对输电线路跨越的河流、海湾、湖泊、水库、河渠、分滞蓄洪区等水域进行的水文勘测工作。

主要通过搜集资料、现场查勘以及分析计算，提供线路沿线各段历史最高洪水位、设计洪水位、最高内涝水位、范围与持续时间、漂浮物、流冰、河床演变以及水利、航道规划等资料。对重要跨越河段，论述河道演变、滩槽演变、河床稳定性等因素。如在水中设塔，还要提供塔位水深、漂浮物种类与尺寸、流冰尺寸与相应最高水位及流速、流向和塔基冲刷深度等，当水面宽阔时尚应考虑波浪影响。若输电线路跨越海峡、海湾和感潮河流，确定洪水位时还要考虑潮位和波浪影响。当输电线路通过水库下游时，应评估溃坝风险，计算溃坝洪水对塔基的影响。

对于重要跨越工程还利用航空目视以及摄影资料的判释和调绘的成果，根据航测平面图、地形图、水文特征点的平面坐标和高程资料，分析河流形态、河床或岸滩演变、滩槽摆动、水流方向和淹没范围等。重叠对照历史航摄像片，对河床或岸滩演变作出纵向和横向变形的定量分析。

河床演变调查　在水流与河床互相作用下的河道形态的变化称为河床演变。通过实地查勘、测量、搜集资料和调查访问等方法，查明输电线路跨越河段河床的历史演变、近期状况以及河道治理规划，运用河床演变的基本理论，预测演变趋势。

历史洪水位调查　系无资料或资料短缺地区确定洪水位的一种主要方法，其目的是根据历史上发生的洪水情况，推算设计洪水位，以满足工程建设和运行的需要。调查内容有洪水痕迹、洪水发生时间、持续时间、洪峰流量、重现期、形成原因以及近年变化趋势等。通常采用的调查方法主要有实地访问和历史文献搜集、考证等。

设计洪水位确定　设计洪水位指满足线路设防标准的频率或重现期的洪水位。我国高压输电线路的设计最高洪水位重现期一般取100年，即年出现频率为1%。

杆塔基础冲刷计算　杆塔基础立在河流中受水流冲刷深度的计算，一般可分解为河槽自然演变冲刷、基础压缩水流所引起的一般冲刷和基础阻水引起的局部冲刷三部分。

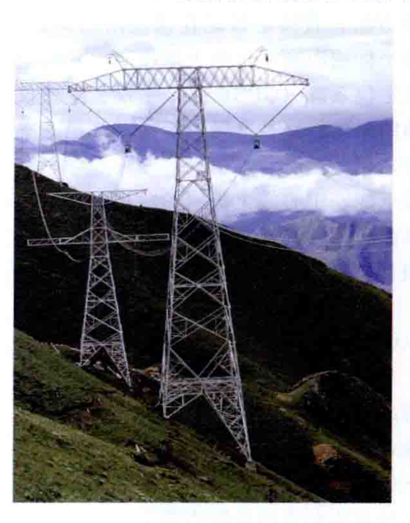
shudian xianlu taji shuitu baochi

输电线路塔基水土保持

(soil and water conservation of pole & towers foundation)　对自然因素和输电线路杆塔基础的建设造成水土流失所采取的预防和治理措施。输电线路塔基水土保持的主要技术措施有：杆塔采用全方位长短腿，采用不等高基础配置，采用原状土基础、基面排水、塔基防护、护坡、合理处理弃土等。

全方位长短腿　在丘陵和山地，当一基塔的四个塔腿不在同一个平面上时，将铁塔的四个腿设计成不同的长度的措施，达到较好地与地形吻合，减少土石方的开挖，以避免：①土石方开挖量大，改变了塔位处的自然地形、地貌，破坏了原有的植被，施工弃土多，形成水土流失。②开挖形成的边坡、弃土容易产生滑坡、崩塌、泥石流，影响塔基安全。

铁塔长短腿（见图）一般级差为1.0～3.0m，最大级差12.0～15.0m，主要根据地形和铁塔结构形式确定。



杆塔全方位长短腿基础
（祁正吉　提供）

不等高基础配置　受地形、杆塔结构形式的限制，当使四个塔腿完全适应丘陵和山地的地形很难做到时，采用将四个铁塔基础根据地形需要露出地面不同的高度的措施，这种露出高度在一定范围内是任意的，通过铁塔长短腿的有级调节和高低基础的无级调节相结合，达到少进行土石方开挖的目的。

原状土基础　未进行大开挖回填的输电线路基础，包括掏挖基础、岩石基础、桩基础、螺旋基础等。

基面排水　当塔位处于山地时，为防止汇水对塔位的冲刷影响而采取的排水措施，分为基面外排水和基面内排水。

（1）基面外排水。当塔位有坡度时，为利于边坡及基础保护范围外临空面的土体稳定，防止上山坡汇水对基面的冲刷影响，在上坡侧依山势设置环状排水沟的措施，以拦截和排除周围山坡汇水面内的地表水。

根据山区线路的设计经验，对土质含沙量较高、无黏性，或表层为强风化岩石、颗粒很松散、无植被或植被很稀疏地段的排水沟需用预制素混凝土块，或就地取材用片石浆砌；对地质为硬塑及以上状态的黏性土、植被较好，或为中等风化及以上较完整岩石的塔位排水沟，则可免除护壁措施。

（2）基面内排水。用于山地塔位，对降基面的塔位，是指完成降基面后的基面范围；对不降基面的塔位，是指杆塔基础范围。两者统称为基面内。对这些范围内汇水的工程处理措施称为基面内排水。

对要求降基的基面，基面应向下坡方向倾斜，利于基面散水外流，保证塔基排水畅通，基面自然排水坡度。一般为0.5%～1.0%。

塔基防护　对塔基及塔基周围因风化或雨水冲刷影响塔位安全的区域采取保护的工程措施。

护坡　对塔基周围自然边坡或基面开挖形成的、可能发生水土流失的边坡进行防护的工程措施。护坡一般分两种，浆砌块石护坡和生态植被护坡：①浆砌块石护坡是采用浆砌块石修筑在自然边坡或基面开挖的边坡上，护坡坡脚置于稳定的地基上，护坡上设有排水孔。②生态植被护坡是利用植被涵水固土的原理稳定岩土边坡同时美化生态环境的一种新技术，是涉及岩土工程、恢复生态学、植物学和土壤肥料学等多学科于一体的综合工程技术。它除了护坡功能之外，还具有美化与改善环境的功能。

处理弃土　对铁塔基础施工完成后多余的土的处理。基

础施工完毕后的弃土，应合理堆放和处理，不得影响基面的排水及基面的稳定和造成水土流失，对无法在基面范围内堆放的弃土应运离现场。为防止水土流失，可在弃土上种植人工植被等。

见输电线路环境保护。

shudian xianlu weixiu

输电线路维修 (overhead transmission line maintenance) 消除输电线路的缺陷和异常情况以维持线路设施的正常使用寿命而进行的维护检修工作。包括一般检修、大修技改、事故抢修、带电作业等方面的工作。

一般检修 除大修以外的，对设备主要组成部分进行周期性或临时性更换和修理，一般修理范围小、费用支出少。通常包括铁塔螺栓紧固，绝缘子定期清扫，铁塔防腐刷漆，金属基础防腐处理，线路金具防腐处理，混凝土构件修补、钢圈除锈，杆塔倾斜扶正以及防护区内伐树砍竹、巡线道桥的修补等。大部分的日常维修作业都不需停电进行，一些需要进入强电场的维护作业需要开展带电作业。检修应按计划开展，一般分为滚动检修计划、年度检修计划。滚动检修计划指按照设备预试、检修规程，需要定期进行预试和检修的计划。年度检修计划指根据滚动计划和本年度设备运行情况，在下年度里需要安排的所有设备检修计划。检修方案应编写内容一般包括：工作内容、计划工作时间、组织措施、安全措施、技术措施、工作所需材料及工器具等，方案中无法用文字说明的部分应附图进行说明。对较复杂的检修项目，应根据检修工作内容组织工作票签发人和工作负责人进行现场勘察。现场勘察应查看检修作业现场的设备现状、作业环境、危险点及交叉跨越等。检修方案批准后，工作负责人应组织工作班成员开班前会，学习检修方案，向工作班成员说明工作内容，交代清楚安全注意事项，提前做好有关准备工作。

大修技改 分为大修和技改两个部分。

大修 为恢复输电线路及其附属设备达到原设计的电气或机械性能而进行的检修工作。主要包括更换或补强杆塔及其部件，更换或补修导线、架空地线并调整其弧垂，改善接地装置，加固杆塔基础，更换或增设导线及地线防振装置，处理不合格的交叉跨越线段以及根据防汛等反事故措施要求调整杆塔位置等。

技改 为了提高供电能力或改善系统运行方式而进行的技术改进工作。技改工程大体包括更换大容量导线提高线路输送容量，增建或改建部分线路适应运行环境变化，更换防污型绝缘子或改变绝缘子串布置型式以提高线路防污水平，安装线路参数在线监测装置等。技改项目的实施一般由生产单位委托专业施工公司完成。

事故抢修 由于自然灾害（如地震、洪水、冰害、暴风雨、雷击等）及外力破坏（如采石放炮、杆塔器材被窃等）所造成的倒塔、断线、架空线整串闪络及金具脱落等停电事故所进行的计划外抢修工作。抢修工作通常由组织好的事故抢修队伍在接受抢修命令后限期完成。

带电作业 见输电线路带电作业。

中国输变电设备检修逐步向状态检修过渡，状态检修也称预知性维修，是通过状态巡视、状态监测的结果、外部情况、运行参数，结合运行经验，在充分分析和评估的基础上安全有序开展的检修。但由于状态检修的研究还不够深入，体系建设、判定标准还不完善，因此状态检修仍处于试验阶段，尚未大面积推广应用。对实行状态检修的线路，如发现设备健康水平下降或故障率上升，应及时采取措施进行检修。（见输变电设备状态检修）

shudian xianlu xunshi jiance

输电线路巡视检测 (inspection and survey of overhead transmission line) 工作人员用眼睛或望远镜以及检测仪器、设备对输电线路的各部件进行观察、检查和测量。巡视检测的目的是为了掌握线路的运行状况，及时发现设备缺陷和威胁线路安全运行的情况，并为线路检修（见输电线路维修）提供依据。近十年来，在线监测技术逐渐应用在输电线路中，用来实时监控线路状态参数和周围环境变化。而在线监测技术的应用为输电线路运行状态提供了辅助判断，将成为运行维护的重要监视手段。

输电线路巡视检测分类 输电线路的巡视检测按其工作性质和任务以及规定的时间不同，一般分为定期巡视、特殊巡视和故障巡视。

定期巡视 目的在于经常掌握线路各部件运行状况及沿线环境情况。定期巡视一般是徒步用目测、仪测进行，也可利用直升飞机等飞行器携带红外热像仪、可见光摄像机等检测设备进行空中巡视（见图1和图2）。

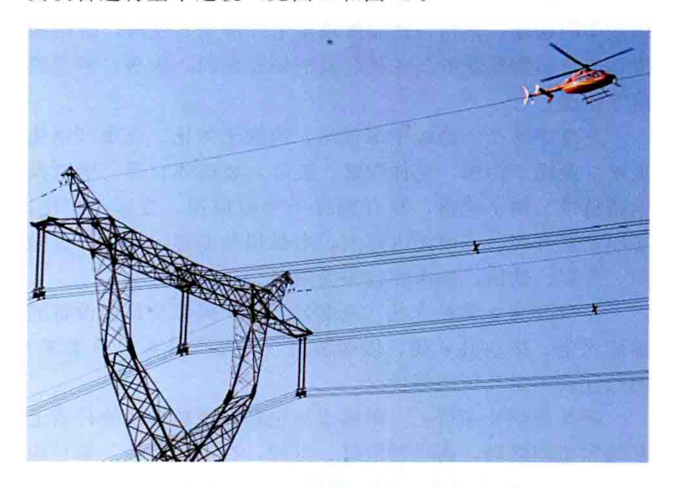


图1 直升飞机巡检作业（陈彬 摄）

特殊巡视 在气候剧烈变化（如大雾、狂风、暴雨、导线覆冰等）、自然灾害（如地震、河水泛滥、森林起火等）、线路过负荷和其他特殊情况或对线路运行可靠性有特殊要求时，对线路全线、某几段或某些部件进行的巡视。目的是及时发现线路的异常现象。包括夜间巡视、交叉巡视、登杆塔检查、防外力破坏巡视以及飞行器空中巡视等。

故障巡视 为了查明线路发生故障接地点、跳闸的原因，找出故障点并查明故障情况。

巡视的主要内容 包括沿线环境情况、杆塔和基础情况、导线和架空地线情况、通信光缆情况、防雷及接地装置情况、金具、绝缘子及附属防护设备情况等方面。

沿线环境情况 建筑施工，超高车辆、起重机械的停留和作业，树木、竹林的生长，电力或电信线路、管道、索道、电缆等的架设或敷设，道路、铁路的修建，土方挖掘施



图 2 无人机巡检作业（李三 提供）

工爆破，采石爆破，污染源及环境污染等一切可能影响线路安全运行的情况。

杆塔和基础情况 杆塔本体倾斜、腐蚀、变形、损伤、裂纹、缺件、螺栓类松动、脱落，拉线松弛、锈蚀、损伤、缺件，杆塔基础的下沉、露出、损伤等情况。

导线和架空地线、通信光缆情况 导线和架空地线、通信光缆的腐蚀、断股、弧垂不一致，连接器发热等情况。

金具情况 金具锈蚀、变形、磨损，销子断裂，均压环断裂、锈蚀，间隔棒、防振锤、线夹等附件的锈蚀、滑动，螺栓类的松动、损伤，预绞丝或阻尼线滑动、变形，防振锤滑移离位、钢丝断股及各种金具的螺栓松动、脱落，销子脱落等情况。

绝缘子情况 绝缘子串偏斜、绝缘子劣化、瓷质（钢化玻璃）绝缘子污秽、瓷件裂缝、破碎，玻璃体自爆，钢脚及钢帽锈蚀、销子脱落，复合绝缘子伞裙破损、变形、脆化，芯棒护套开裂，表面漏电起痕，电弧烧伤痕迹，均压装置松动、歪斜、缺损，憎水性丧失等情况。

防雷及接地装置情况 避雷器、保护间隙及其他设备的连接固定、接地引下线、接地装置（见电气设备接地装置）间的连接固定及锈蚀等情况。

附属防护设备情况 附属设施包括在线监测系统杆塔上基站和监测终端，高塔警航灯、电梯，杆塔“三牌”等目识系统，驱鸟/蛇装置等，应定期检查其与塔身连接是否松动，电源是否正常供电，装置是否按照设计要求正常工作，以及设施本体生锈、损坏情况。防护设施包括塔上防护设施，如防坠落装置轨道，动物保护网，地面防护装置如挡土墙、护坡，防洪排水沟，防撞墩等。应检查其松动、开裂，损坏情况。

将通过巡视检测掌握的设备运行状况与线路运行标准对照，构成缺陷者采用更换、修补等方法进行处理，或在线路检修时进行处理。

检测的主要项目 包括导地线弧垂和限距测量，杆塔倾斜和挠曲测量，导线连接器测试，绝缘子劣化检测，绝缘子等值密度、灰密度测量，接地电阻测量等。

导地线弧垂和限距测量 导线长期运行后因塑蠕伸长而使弧垂增大，线路下方或附近新出现建筑物、其他设施以及种植树、竹，因故杆塔移位以及杆塔改造而使呼称高变化，因故调整绝缘子串长度等情况发生时，应及时测量导线对地或对其他物体的距离是否符合规定的要求，增大后的导线弧垂是否在允许偏差范围之内。可用经纬仪、测高仪进行测量，也可用绝缘绳进行测量。

杆塔倾斜和挠曲测量 杆塔由于基础发生不均匀下沉使塔顶部偏离正常位置称为杆塔倾斜。杆塔由于机械荷载作用，其头部或身部偏离正常位置、发生弯曲变形，称为杆塔挠曲。杆塔倾斜或挠曲，一般用重锤法、弦线法或经纬仪观测法测量。重锤法是在杆塔顶部中心位置上用绝缘细绳吊一重锤至地面，量出锤尖触地点至杆塔中心点的距离即为该杆塔顶部倾斜值。弦线法是用以测量混凝土杆中部的挠曲值，在挠曲面内侧杆面拉上弦线，然后用钢尺量出最大弯曲值即为杆身之最大挠度。

导线连接器测试 导线连接器通过负荷电流和短路电流的能力必须与导线相同。如果连接器施工时工艺不当，导线与连接器接触处表面清洁处理不良或紧密程度不够，致使导线与连接器之间接触电阻增大，尤其是不同金属的连接还会发生电化学腐蚀，更使接触电阻增大，这样当电流通过时，连接器就会发热产生高温，严重时使连接器烧红甚至烧断。连接器的测试一般在线路带电情况下进行。带电测试连接器的方法，常用的是电压降法、触蜡试验法和红外测温仪法三种。输电线路导线连接器主要采用红外测温仪法。

任何物体只要它的温度高于绝对零度（－273℃）都能发射、吸收和反射肉眼看不见的电磁波，物体温度愈高辐射出的红外线能量愈大。红外测温仪的原理是通过高灵敏度的感温元件接收发热物体辐射出来的红外线能量，使之变为电能，经电子线路放大后，由仪表指示出温度读数，从而判断物体的运行状况。红外测温仪由光路系统和电路系统两部分组成，光路系统用以瞄准目标，并将目标辐射的红外线能量接收进来，反射到感温元件上；电路系统将感温元件上由热能转换为电能后的电信号放大，由仪表指示出被测物体温度。用红外测温仪可以直接测得连接器温度，但一般都在输电线路负荷电流较大时进行。

绝缘子劣化检测 盘形悬式绝缘子由钢帽、瓷体和钢脚三部分组成，理论上可将它看成一个电容器，钢帽和钢脚分别为两个极，瓷体是介质。整串绝缘子包含三部分电容：①每只绝缘子的电容及其串联成串的电容；②绝缘子上的金属部分与杆塔形成的电容；③绝缘子上的金属部分与导线形成的电容。在这三部分电容的影响下，沿绝缘子串的电压分布是不均匀的。计算和实测都表明，从导线算起的第一片绝缘子承受的电压最大，依次向横担方向递减，到接近横担时，绝缘子上承受的电压又逐渐增大，但比导线侧的要小许多。在超高压输电线路的绝缘子串下端装有均压环，这是为了增加绝缘子对导线的电容，以改善电压分布，降低靠近导线的绝缘子所承受的电压。

绝缘子串中如果每片绝缘子都是良好的，则在运行中每片上都有一定的电压分布。如果某片绝缘子因劣化而降低或丧失绝缘，则在该片上的电压分布值就会降低或呈零值。测量时，将测得的每片绝缘子的电压分布值与标准值进行比较，当电压分布低于标准值的50%时即认为“不良”或是“零值”。

盘形悬式绝缘子的电压分布检测器常用的有火花间隙式和可调火花间隙式两种。①火花间隙式：如图3所示，它是

一个分叉的金属头装在一根绝缘操作杆上，测量时将叉的一端与被测绝缘子的下一只绝缘子钢帽接触，而另一端逐渐靠近被测绝缘子的钢帽。如果该绝缘子完好，则在检测器另一端距该绝缘子钢帽一定的间隙时，就开始出现火花放电；如果该绝缘子有缺陷，则只有在金属叉相当靠近钢帽时，才会产生火花放电。若金属叉已和钢帽接触也不产生火花，则表明该绝缘子为零值绝缘子。由此，可根据火花声音大小来判断绝缘子的好坏。用火花间隙式检测器测量绝缘子的方法是较粗略的。②可调火花间隙式：它是由一个串有电容的可调火花间隙装在绝缘操作杆上组成，测量时将金属叉卡在被测绝缘子钢帽和钢脚上，旋转操作杆以改变火花间隙距离，使其放电，其临界放电电压即为该绝缘子上的分布电压，可从刻度盘上读出。如可调间隙完全短接时仍不放电，刻度盘上读数为零，则表明该绝缘子为零值绝缘子。

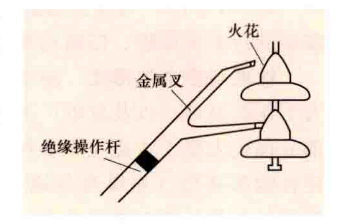


图 3　火花间隙式检测器

绝缘子绝缘电阻测量装置是使用专用的绝缘子检测仪，逐片对绝缘子绝缘电阻进行测量。

绝缘子等值盐密、灰密值测量　选在每年积污期结束时，具体测量时间根据当地多年气象规律或局部气候和环境条件确定，测量间隔时间为一年。即选在每年积污期结束时测量污秽度。

盐密测量步骤：①放串。②测量绝缘子的表面积。③确定用水量。④清洗容器、量筒。⑤擦拭法。⑥测定。

接地电阻测量　输电线路接地装置的检测是线路检测工作中一项重要的工作内容，包括接地的连接及外观检查、接地电阻的测量。接地电阻测量常用的方法有：三极法、钳表法。其中三极法对输电线路普遍适用，而钳表法测量输电线路接地电阻则需地线（光缆）与杆塔直接连接，且每基杆塔直接接地。

（1）钳表法。测量步骤：①工作人员戴绝缘手套拆除接地引下线，使四个塔腿接地引下线不与杆塔本体相连。②使杆塔任意 1 个塔腿的接地引下线与杆塔可靠连接，使用钳式电阻表测量该塔腿的接地电阻，并读出该腿接地电阻值。注意测量时接地引下线要穿过钳式电阻表钳头，并不接触钳式电阻表。③拆除测过的接地引下线，使塔腿接地引下线不与杆塔本体相连。④重复上述步骤，测量其余塔腿接地电阻值并记录。⑤安装四个塔腿接地引下线，使其与杆塔本体可靠连接。测量要求：测量应安排在干燥季节和土壤冻结前进行，不应在雨后立即进行；测量应遵守现场安全规定；雷云在杆塔上方活动应停止测量，并撤离测量现场；测量后的数据还要乘以系数才能和设计电阻值比较。

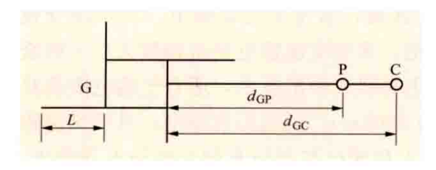


图 4　三极法测量杆塔工频接地电阻的电极布置图

G—接地装置；P—电压极；C—电流极

（2）三极法。三极法测量杆塔工频接地电阻的电极布置图如图 4 所示，电压极 P 和电流极 C 分别布置在离杆塔基础边缘 $d_{GC}=4L$ 处和 $d_{GP}=2.5L$ 处，L 为杆塔接地装置放射形接地极的最大长度；d_{GP} 为接地装置 G 和电压极 P 之间的直线距离；d_{GC} 为接地装置 G 和电流极 C 之间的直线距离。

具体应用中，三极法还可以分为电桥法、比率计法和智能型接地电阻测试仪等。常用的电桥法接线原理如图 5 所示。

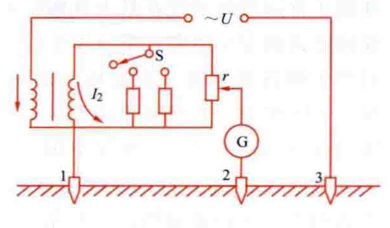


图 5　电桥法接线原理图

比率计法的接线原理如图 6 所示。比率计的偏转与流过两个线圈的电流比成比例，比率计指针的偏转刻度由标准电阻值校准，测量时可直接从刻度上读出接地电阻值。MC-07、MC-08 等接地电阻测量仪即属此类。

智能型接地电阻测试仪接线原理如图 7 所示。测量时，仪器同时测出 U 和 I，由于电压测量装置电阻远大于被测接地电阻和电流极接地电阻，故被测得的 U 和 I 即为被测电阻上的电压和流过被测电阻的电流，然后由 $R=U/I$ 计算出被测接地电阻。

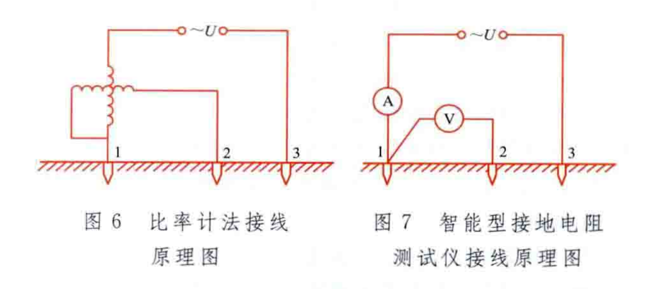


图 6　比率计法接线原理图

图 7　智能型接地电阻测试仪接线原理图

杆塔工频接地电阻测量宜采用三极法。对于新建杆塔接地装置的验收应采用三极法测量。

输电线路在线监测　在线监测是通过在线监测装置及技术，在不影响带电设备正常运行的前提下，实时获取设备的状态信息，是实现状态监测的重要手段。输电线路在线监测系统主要有输电线路覆冰监测系统、输电线路微气象在线监测系统、输电线路舞动/风偏监测系统、输电线路图像/视频监测系统、输电线路绝缘子污秽监测系统、输电线路杆塔防盗监测系统、输电线路导地线微风振动监测系统、输电线路导线温度监测系统等一系列系统。输电线路在线监测已经朝着建立统一、兼容、综合监测管理平台系统方向发展。

shudian xianlu zoulang

输电线路走廊　(overhead transmission line passageway)

输电线路通过的狭长地带，又称输电线路通道。输电线路走廊宽度有两种不同含义：①路权宽度。是为满足输电线路建设需要和保证安全运行需要而确定的宽度。在此宽度范围内不允许有危及输电线路安全运行的树木和建筑。②走廊宽度。是从输电线路对周围环境影响出发确定的宽度。要求在此宽度范围内把无线电干扰、电视干扰、可听噪声以及电场强度限制到可接受的水平。输电线路走廊宽度一般比路权宽度略大或相等。为满足输电线路宽度要求，往往因拆迁房屋及砍伐树木而使线路建设投资增大，特别在人口稠密地

区尤甚。为此，必须按输电线路的电压等级（见输电电压等级），在保证线路安全运行前提下，确定线路的最小走廊宽度。

决定输电线路的最小走廊宽度，一般需考虑的因素有：①输电线路在施工及维修时需要的空间和平面宽度；②输电线路正常运行时导线在最大风偏情况下对走廊边缘的物体要保持必需的安全距离，不致发生电气闪络；③输电线路运行时产生的各种现象（如电场、磁场及电晕效应、地电位升高、可听噪声、无线电干扰等）对周围环境的不良影响，应限制在许可范围内；④根据中国架空输电线路设计规范的规定，电压为330kV及以下的输电线路，在某些条件下允许跨越耐火屋顶的建筑物，但不允许跨越易燃材料为屋顶的建筑物，并且导线与建筑物之间应满足相应的距离要求；⑤输电线路通过林区时，宜采用加高杆塔跨越不砍通道树木的方案，并应满足导线与树木（考虑自然生长高度）之间的最小垂直距离要求；当砍伐通道树木时，要求在通道边缘处的树木倾倒时不触及杆塔及导线，且导线在最大风偏时对通道边缘附近处的树冠有必需的安全距离。（见输电工程电磁环境、线路对地距离及交叉跨越）

根据决定输电线路的最小走廊宽度考虑的因素，可以将输电线路走廊宽度分为核心区和缓冲区。

输电线路走廊核心区　输电线路在施工及维修时，需要的空间和平面宽度。根据中国相关规程的规定，此区域的宽度为输电线路两侧边导线之间的距离加上在无风情况下边导线与边导线外侧居住建筑物之间要求的水平距离。一般情况下500kV及以上电压等级的输电线路在此区域内不得有住人的建筑物。

输电线路走廊缓冲区　输电线路在正常运行时，边导线对外侧居住建筑物保持的绝缘距离和场强及电晕影响要求的区域。此区域的宽度为边导线在最大风偏情况下对外侧居住建筑物之间要求的最小净空距离或由输电线路运行时产生的电场（直流线路的合成场强、离子流）、磁场及电晕效应可听噪声、无线电干扰等限值控制的距离。根据导线所处位置的不同，输电线路走廊缓冲区宽度不同。

随着电网不断扩大，输电线路占地随之增多。人多、地少的发达国家和地区线路走廊日趋紧张，有些地区新建输电线路已无路可走，只好拆低压线建高压线，拆单回线建多回线，不占用新的走廊，并寻求压缩走廊宽度的途径。中国近年来比较发达的地区，如城市附近和经济开发区，以及发展较快的东部地区，线路走廊问题已十分突出。为了合理利用有限的国土资源，兼顾国民经济和城乡建设各方面的需要，创造可持续发展的有利条件，做好线路走廊的规划，压缩线路走廊占地，提高单位面积走廊的输电容量，在输电线路设计时，一般采用了多回路线路、紧凑型或紧缩型输电线路，采取增容导线，提高电压等级等措施。

shudianyubiandian

输电与变电　(power transmission and transformation)

电力系统中发电厂（生产者）与配电网之间的输送电能与变换电压的总称，俗称输变电。输电是将发电厂或发电厂群的大容量电能向消费电能区进行输送或将互联电网之间的大量电能进行互送，变电是对不同电压等级的电压进行变换以及对电能进行集中和传递。实现变电功能的场所是变电站（substation），为保证电能质量和设备安全，在变电站中需要进行电压调整、传输功率监视以及控制。

输电与变电的形成　输变电技术是伴随着城市的发展和大工业的出现，以及发电厂远离用电负荷中心而兴起的。一部分现代大型工业建在原材料基地，而大部分大中型发电厂建在能源基地（如煤炭基地、流域上的水力资源所在地），造成了电源远离电能消费中心的局面，使输变电技术越来越重要。

输变电的容量和距离逐步扩大，促使输电所使用的电压和所需要变换的电压不断提高，线路技术不断进步，电器制造技术不断创新，从而使输电系统与变电系统迅速发展起来，而且逐步促成了电网的互联。（见输变电简史、输电网互联）

电力系统早期出现以直流发电机电压直配线方式的供电，随着供电负荷的增加和供电范围的扩大，由于没有简便高效的直流变压设备，早期的直流供电方式不久即被交流输电所代替。经历了很长一段时间，直到现代高压直流输电技术成熟和相关器件的发展，直流输电才重新成为另一种重要的输电方式，在远距离输电和电网互联中起着重要的作用。

输电与变电的功能　输电的主要功能是异地输送电能。变电的主要功能是对电压进行变换以及对电能进行集中和传递。除此之外，为保证电能质量以及设备的安全，变电功能还包括进行电压调整、潮流（电力系统节点电压和支路功率的流向及分布）监视以及控制。

输电的功能　具体有：①从水电站输送电能到电能消费的集中地区；②从火力发电厂向负荷集中地区送电，以减轻长途运输煤炭，提高输送效率；③从核能发电厂向主网输送电能；④从风电场大规模输送风电；⑤实现两个电力网互联，以取得显著的联网效益。

变电的功能　变电是通过一定设备将电压由低等级转变为高等级（升压）或由高等级转变为低等级（降压），同时利用各种补偿优化装置改善系统稳定性、提高电能质量的过程。具体功能是按照不同的需要以不同的方式实现：①发电机电压一般在15～24kV，可利用升压过程将电压升高，将发电厂生产的电能送入更高一级电压等级的输电网中。②为了提高系统运行稳定度，将长距离输电线路分段，并在分段处添加补偿装置，提高供电能力和送电质量。③将输送的电能利用降压过程将电压降低，满足与配电系统连接的要求，将输送的电能送入配电系统。

输电与变电方式　输电主要有交流输电和直流输电两种方式。交流输电又可分为：①三相交流输电；②多相交流输电；③半波交流输电；④灵活交流输电等方式。绝大多数的交流输电工程是三相交流输电，因此，通常“交流输电”与“三相交流输电”不加区别；紧凑型交流输电、特高压交流输电也属三相交流输电。多相交流输电是指相数大于3的交流输电。半波交流输电是研究中的技术，适合于输电距离接近工频半波（50Hz为3000km）的远距离输电。灵活交流输电是基于电力电子技术和现代控制技术的交流输电新技术，其电压幅值、相位和输电线电抗可控。直流输电则可分为：①两端直流输电（又称端对端直流输电）。②多端直流输电（见多端直流输电系统），即可中途落点或接入电源的直流输

电方式。绝大多数的直流输电工程都是两端直流输电。③电压源型直流输电，是一种以电压源型直流输电换流器、可控关断器件和脉宽调制（PWM技术）为基础的新型直流输电技术，也称柔性直流输电。这种输电方式能够瞬时实现有功和无功的独立解耦控制，能向无源网络供电，换流站间无需通信且易于构成多端直流输电系统。此外，还有交直流混联输电、背靠背直流输电（见背靠背直流输电系统）等。

变电主要有交流变电和直流变电两种方式。交流变电方式主要通过变电站的主变压器完成相应的电压变换。直流变电方式主要通过直流输电系统中的直流换流站完成，由换流变压器和换流阀组成的换流装置是换流站的核心，而国内主要通过采用对应电压等级的换流阀片来提升直流电压等级。

输变电设施 输电设施包括架空输电导线、架空地线、绝缘子、金具、杆塔、电力电缆等。变电设施包括主变压器、断路器、隔离开关、接地开关、互感器、并联电容器、电抗器、避雷器、阻波器等。若干输电工程设施组成网络结构，形成输电网。输电主干线（trunk transmission lines）及其送端与受端的同一电压等级的电网，包括途中连接的同级电压电网，均属于输电网范围。对电压进行变换以及对电能集中和分配的设备和场所，属于变电范围。

输变电系统 变电站是变电系统中最重要的组成部分，是实现电压变换以及电能集中和分配功能的场所。为保证电能的质量以及设备的安全，在变电站中还需进行电压调整、潮流控制以及输配电线路和主要电气设备的保护。电力变电站按功能可分为输电变电站、配电变电站；按电压等级可分为中压变电站（60kV及以下）、高压变电站（110～220kV）、超高压变电站（330～765kV）和特高压变电站（1000kV及以上）；按其在电力系统中的地位可分为枢纽变电站、开关站、中间变电站、地区变电站、企业变电站和终端变电站。

输电网与变电站，有时也分别称为输电系统与变电系统。输电系统与变电系统再加上发电系统、配电系统和用电设备总称为电力系统（见《电力系统卷》电力系统）。输电系统与变电系统均不包括发电厂，但中国习惯上泛称的地区电网，例如华北电网、东北电网、华东电网等也包括发电厂。

输电电压 输电电压等级是随着电力系统不同发展阶段所提出的不同要求而发展起来的。不同的电压等级对应了不同的输送距离和输送容量，其电压等级的大小是根据实际的负荷需求和经济条件所决定的，电压等级越高，其传输的容量越大。输电技术的不断进步以及输电电压等级的提高，使长距离、大容量输电要求得以满足。电压等级的发展是由多种因素决定的，经济性因素是重要的衡量标准。另外，由于线路走廊和环境等因素，除了电厂建设造成环境污染以及厂址选择困难外，合适的线路走廊也越来越少，提高线路输送电压是解决这些问题的有效方式。同时，超、特高压输电为资源的大范围优化提供了一种手段。

输电电压分级 交流输电电压按电压高低分类，可分为高压（HV）、超高压（EHV）和特高压（UHV）。具体的电压分级现阶段尚无统一的国际标准，各国习惯颇不一致。美国国家标准（ANSI C 92.2—1981）规定：超高压为高于242kV但低于1000kV的系统电压；特高压为1000kV及以上的系统电压。中国将标称输电电压分为三段，与美国标准类似。交流输电电压分类为：交流特高压（UHV）为最高运行工作电压大于1000kV的输电电压；超高压（EHV）为最高运行工作电压大于345kV且小于1000kV的输电电压（330、500、750kV）；高压（HV）为最高运行工作电压大于1000V且小于345kV的输电电压（66、110、220kV）。直流输电电压分类如下：大于等于±800kV为特高压；±400、±500、±600、±660kV为超高压；±100kV为高压。中国已有±500kV以下以及±500、±660、±800kV等多个直流输电电压等级，未来可能还会有更高电压等级的出现。选用输电电压的基本原则是：①技术经济上合理；②适应本系统的电压等级系列；③有利于与相邻电力系统联网；④减少降压层次。

电压等级系列 全世界110kV及以上交流电压等级系列大致可分为两种，即1000/500/220/110kV和750/330/154kV两个系列。各电压等级系列中，相邻电压等级的倍数约为2倍。世界各个国家由于经济条件、管理体制、资源分布、地理环境等不同，采用了不同的电压等级系列。例如：美国采用了765/345/138kV和500/230/115kV两种电压等级系列；俄罗斯采用了750/330/150kV和500/230/110kV两种电压等级系列；加拿大采用了735/315/120kV和500/230/115kV两种电压等级系列；欧洲大部分国家采用400/220/110kV单电压等级系列；中国采用了750/330/110kV和1000/500/220/110kV两种电压等级系列。直流输电工程中国按±500kV/3000A、±660kV/3000A、±800kV/4500A和±1000kV/4500A 4个直流电压等级序列进行选择。

发展状况及趋势 很多国家已建成400、500kV等级的超高压输电网。美国、加拿大、巴西等国还建成765kV等级的超高压输电网。1985年，苏联建成了1150kV特高压输电工业试验工程，输电线路长度2362km。巴西建成了±600kV直流输电工程。美国、巴西等国建成了230～500kV灵活交流输电工程。

中国在20世纪70年代建成了刘家峡—关中330kV交流输电线路，1981年建成第一条平顶山—武昌500kV交流输电线路，全长595km。自20世纪80年代以来，中国的华中、东北、华北、华东电网，南方联营电网以及山东、福建、四川省网，相继建设起500kV超高压输电线路，形成了以500kV电力系统为主的局面。中国第一条大容量、远距离±500kV超高压直流输电工程已于1989年建成，它连接华中和华东两大电网，输电线路全长1045km，输送功率单极600MW，双极1200MW。2005年开始，中国开展向家坝—上海（见向家坝—上海±800kV直流输电工程）及云南—广东（见云南—广东±800kV直流输电工程）2条±800kV特高压直流示范工程建设，在常规直流输电技术的基础上实现突破。2009年1月6日，中国首条1000kV晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程（见晋东南—南阳—荆门1000kV交流输电线路）正式投运（工程黄河大跨越见图1），是世界上正在运行的电压等级最高、技术水平最高的输变电工程。“高压直流输电工程成套设计自主化技术开发与工程实践”荣获2011年度国家科学技术进步奖一等奖，“特高压交流输电关键技术、成套设备及工程应用”荣获2012年度国家科学技术进步奖特等奖（见图2）。



图 1　晋东南—南阳—荆门 1000kV 特高压交流试验示范工程黄河大跨越（周留才　提供）







中共中央国务院举行国家科学技术奖励大会

特高压交流输电项目荣膺国家科技进步奖特等奖

●是我国电工领域在国家科技奖上获得的最高荣誉　●代表国际高压输电最高水平



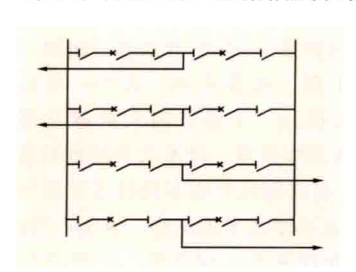
图 2　特高压交流输电项目荣膺国家科技进步奖特等奖（摘自《国家电网报》2013 年 1 月 21 日）

输变电技术总的发展趋势是：①发展高效的输变电技术，充分利用输变电资源，提倡绿色输电，尽可能降低线路损耗和输变电系统对环境的影响；②结合技术和经济手段，发展安全可靠、灵活开放的输变电系统和完善的电力市场交易机制，以适应区域电网互联的需要和电力行业市场化带来的影响；③发展先进的变电技术以保障现代社会可靠优质的电能供应。

（见输变电简史、输变电技术展望、输变电系统环境保护）

shuang duanluqi jiexian

双断路器接线　（two-breaker configuration）　每一个线路或主变压器回路采用两台断路器分别接入两组主母线的电气主接线。双断路器接线见图，其优点是供电可靠性高，一组主母线检修或故障时，不影响回路供电；任一台断路器检修或故障时，可通过与它并联的另一台断路器继续供电。其缺点是断路器数量较多，投资较大，占地也较多。



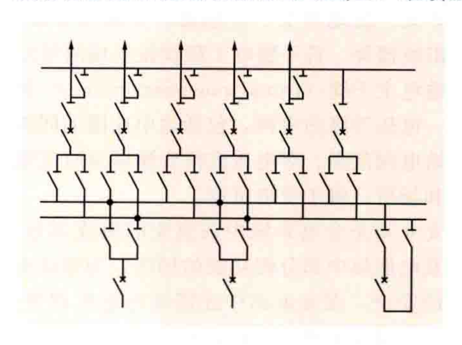
双断路器接线

有的国家 330kV 及以上的变电站在回路不多而可靠性要求很高的情况下，有时采用这种接线。中国尚未采用这种接线。

此外，有的国家考虑到主变压器故障率相对较低，采用了将主变压器回路直接接入主母线而每个线路回路仍然采用双断路器分别接入双母线的接线。它是双断路器接线的派生接线，称为变压器-母线组接线。1965 年苏联将这种接线作为 330kV 及以上变电站的典型接线之一。

shuangmuxian dai panglu muxian jiexian

双母线带旁路母线接线　（double-bus with auxiliary bus configuration）　由两组主母线和一组旁路母线组成的电气主接线。当线路或变压器回路断路器进行定期检修时，可以使该回路通过旁路隔离开关与旁路母线相连，再通过旁路断路器接到相应的主母线上，继续正常运行。正常情况下旁路母线处于不带电的备用状态（见图）。



双母线带旁路母线接线

在这种接线中，可装设专用的旁路断路器，也可利用母联断路器兼作旁路断路器，或利用旁路断路器兼作母联断路器。专用旁路断路器接线是将该断路器的一侧通过一组隔离开关接到旁路母线上，另一侧通过两组隔离开关分别接到两组主母线上。当利用母联断路器兼作旁路断路器时，是将母联断路器的一侧通过两组隔离开关分别接到一组主母线和旁路母线上，母联断路器的另一侧也通过一组隔离开关接到另一组主母线上。当利用旁路断路器兼作母联断路器时，则需要在旁路母线和一组主母线之间增加装设有隔离开关的跨条，此时旁路母线将处于带电的状态。利用一台断路器兼作旁路断路器和母联断路器，虽然可以节省一台断路器的投资，但当线路检修时，双母线有可能变成单母线运行，降低了供电的可靠性。

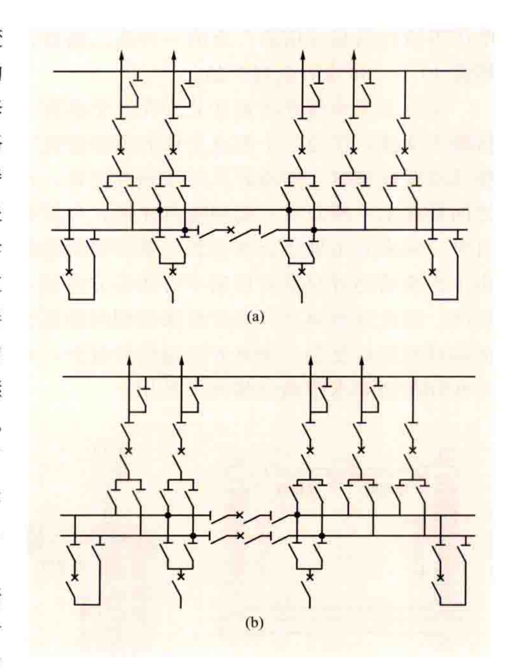
旁路母线是为检修断路器而设的，在下列情况下可以不设旁路母线：①当系统条件允许断路器停电检修时；②当采用可靠性高、检修周期长的六氟化硫断路器或气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）时；③接线条件允许断路器停电进行检修时（如多角形接线、一个半断路器接线等）。在中国早期的采用旁路母线接线的变电站中，当 110kV 出线回路数为 6 回及以上，220kV 出线回路数为 4 回及以上时，可设置专用旁路断路器。近年来随着六氟化硫断路器和气体绝缘金属封闭开关设备的普遍采用，新建变电站中一般不再设置旁路母线。

shuangmuxian fenduan dai panglu muxian jiexian

双母线分段带旁路母线接线　（sectionalized double-bus with auxiliary bus configuration）　由两组分段的主母线和一组旁路母线组成的电气主接线。为了克服双母线分段接线中线路或主变压器回路断路器检修时引起线路或主变压器回路停电的缺点，设置了一组旁路母线（见图）。当

线路或主变压器回路的断路器检修时，该回路可以通过旁路隔离开关接至旁路母线，再通过旁路断路器接至相应的主母线，继续正常运行。正常情况下旁路母线是处于不带电的备用状态。

旁路断路器设置方式分为专用和母联断路器兼用两种基本形式，由于两组主母线采用单分段或双分段的形式，通常设置两个旁路断路器回路，当线路或主变压器回路较多时，为了使两个旁路断路器回路同时工作，可以将旁路母线用一组隔离开关分段。



双母线分段带旁路母线接线

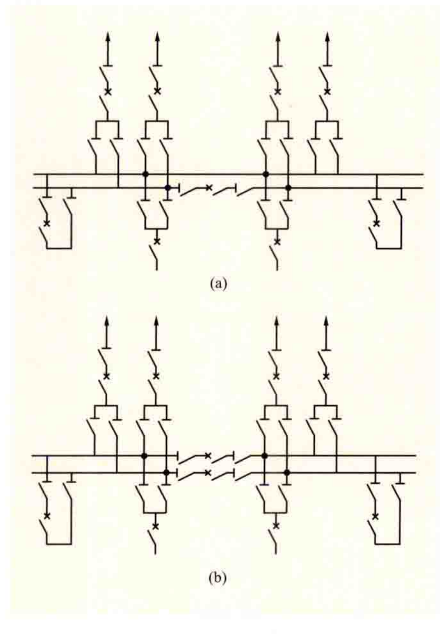
(a) 双母线单分段带旁路母线接线；(b) 双母线双分段带旁路母线接线

旁路母线的设置原则见双母线带旁路母线接线。

shuangmuxian fenduan jiexian

双母线分段接线

(sectionalized double-bus configuration) 双母线接线一组母线或两组母线上设置分段断路器的电气主接线。仅在一组母线上设置分段断路器时，称为双母线单分段接线［见图（a)］，在两组母线上设置分段断路器时，称为双母线双分段接线［见图（b)］。



双母线分段接线

(a) 双母线单分段接线；(b) 双母线双分段接线

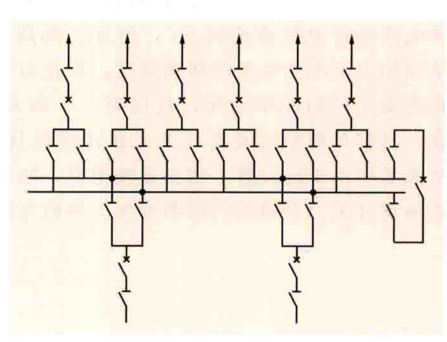
在双母线接线中，当一组母线发生故障时，会引起1/2回路（线路或主变压器）停电；当母联断路器发生故障时，会造成全部回路停电。双母线单分段接线的一段母线发生故障时，只引起1/3回路停电，发生更严重的母联断路器或分段断路器故障时，引起2/3回路停电；双母线双分段接线的一段母线故障时，只引起1/4回路停电，母联断路器或分段断路器故障时，引起1/2回路停电。所以将母线分段后，能够提高供电的可靠性。

在中国大型发电厂以及220kV及以上的重要变电站可采用这种接线。当330～500kV配电装置采用双母线接线时，若线路、变压器连接元件总数为6～7回时，在一条主母线上装设分段断路器；8回及以上时，在两条主母线上装设分段断路器。对采用双母线接线的220kV配电装置，一般在线路和变压器元件总数为10～14回时，在一条主母线上装设分段断路器，15回及以上时在两条主母线上装设分段断路器。

shuangmuxian jiexian

双母线接线

(double-bus configuration) 由两组主母线组成的电气主接线。其中，每回线路和主变压器回路都通过一台断路器和两组母线隔离开关分别与两组主母线连接，两组主母线之间设置一台母线联络断路器（简称母联断路器），见图。



双母线接线

双母线接线有两种运行方式：①将两组母线分为工作母线和备用母线。正常运行的线路都连接在工作母线上，当工作母线或线路的母线隔离开关需要检修时，则将全部正常运行线路倒换到备用母线上。当线路断路器需要检修时，可以将该线路倒换到备用母线上，将检修的断路器短接，暂时利用母联断路器代替它，但这种方式较少采用。②两组母线都是工作母线，同时运行，电源线路和其他线路可以根据具体情况合理地分别连接到两组母线上，形成各回线路固定地与一组母线相连接的方式，以满足母线继电保护的要求，两组母线通过母联断路器并列运行，这种方式采用得较多。

双母线接线的优点有：①当一组母线或母线隔离开关发生故障，或需进行检修时，可将该组母线上的所有回路倒换到另一组母线上继续运行。②可根据运行的需要，调整每组母线上所连接的回路数。③在配电装置中，通过合理布置能够避免出线回路的交叉跨越。④当需要单独试验某线路时，可以将该线路单独连接在一组母线上。⑤如配电装置的场地不受限制，可方便地向两侧继续扩建。其缺点有：①当一组母线或母线隔离开关发生故障，或当断路器拒绝动作时，将使一组母线短时停电；母联断路器故障时，则会使整个配电装置停电。②当一组母线进行检修，另一组母线又发生故障时，将使整个配电装置停电。③母线隔离开关倒换操作频繁，发生误操作并危及人身和设备安全的几率增加，因此须在隔离开关和断路器之间设置完善的高压开关设备联锁装置。④母线隔离开关较多，母线长度较长，配电装置占地面积也较大。

当变电站和发电厂的配电装置在电力网中居重要地位，电力负荷大且出线回路较多时，通常采用双母线接线。在中国，当枢纽变电站中110～220kV出线在4回及以上时，多数采用双母线接线。出线回路较多、连接的电源较多、负荷大的35kV屋外配电装置，有时也采用双母线接线。

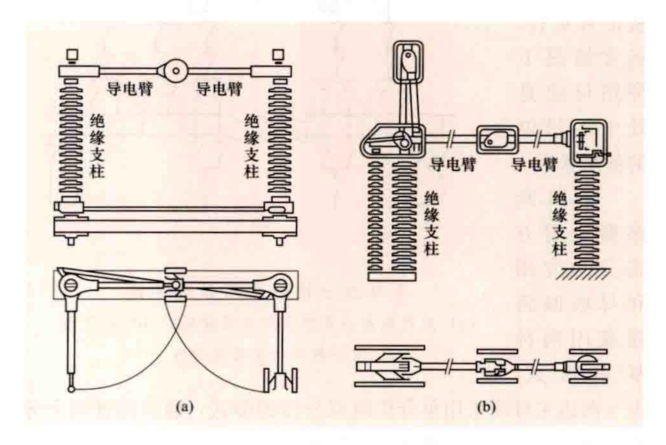
shuangzhushi geli kaiguan

双柱式隔离开关 (double-post type disconnector)

分别安装在单独的绝缘支柱上，且在两支柱之间接触，断口方向与底座平面平行的隔离开关。按不同的导电结构可分成水平旋转式和水平伸缩式两种类型。

双柱水平旋转式隔离开关　在每一个垂直绝缘支柱的顶部安装水平方向的导电臂，随着绝缘支柱的旋转而改变导电臂位置。绝缘支柱具有支持和操作两种功能。合闸时，两柱的导电臂处于同一轴线上，彼此接触；分闸时，两柱各旋转90°，两个导电杆也同时旋转，从中间断开形成可见断开点。在绝缘支柱端部装有软连接体系，以实现对外连接。其结构示意如图(a)所示。双柱水平旋转式隔离开关具有活动关节少、结构简单、操作力较小的优点，但当断开时，带电的导电活动臂也跟着旋转90°，增加了隔离开关的相间距离，从而加大了配电装置的间隔宽度。但是由于它操作时只有旋转绝缘支柱的简单动作，且仅有一个断开点，运行安全可靠，具有其他型式隔离开关无法比拟的优点。在500kV配电装置中由于已设置了相间运输道路，如采用双柱水平旋转式隔离开关，会使相间距离增加太多而无法采用，但在其他电压等级仍然是应用最广泛的一种高压隔离开关。在中国已形成40.5～363kV系列产品。

双柱水平伸缩式隔离开关　在一个垂直支柱的顶部安装折叠活动臂，在另一个垂直支柱的顶部安装导电静触头。折叠活动臂收缩时，隔离开关处于断开位置，在两个垂直支柱之间形成水平断开点，起到隔离作用；当折叠活动臂水平伸直时，隔离开关处于合闸位置。其结构示意如图(b)所示。由于折叠活动臂只沿着回路中心线的方向运动，不占用相间空间，因此这种隔离开关所要求的相间距离比较小；但折叠活动臂结构较复杂，隔离开关的价格较贵，通常只在500kV对相间距离要求很高的情况下采用。



双柱式隔离开关

(a) 水平旋转式；(b) 水平伸缩式



taoguan

套管 (bushing) 将带电导体引入电气设备或穿过墙壁的一种绝缘装置。前者称为电器套管（如图1所示主变压器套管），后者称为穿墙套管。套管结构一般由导体（导杆）、绝缘体和金属法兰三个部分组成。导体沿圆柱形绝缘体的轴线穿过，金属环形法兰则安装在绝缘体外并用以接地。套管属于具有强垂直电场分量的绝缘结构，在金属法兰处电场强度很大，容易产生电晕放电和沿介质表面的滑闪放电。在法兰和导杆间径向电场强度也很高，容易发生绝缘介质的击穿。除35kV及以下的套管使用单一固体绝缘材料外，常采用多种绝缘材料或采取电场均匀措施，使轴向和切向电场分布趋于均匀。



图1 500kV主变压器套管（陈海焱 提供）

基本要求 套管的设计通常要满足：①在长期工作电压下不发生局部放电或热击穿；②在工频耐压试验时不发生滑闪放电；③在工频和冲击电压试验时不发生击穿或闪络。

类型 套管的种类较多，按结构特点和主要绝缘介质不同，可分为单一绝缘材料套管（包括纯瓷套管、树脂套管）、复合绝缘套管（包括充油套管、充气套管）和电容式套管（包括油纸电容式套管、胶纸电容式套管）三类。

纯瓷套管 以电瓷和空气为绝缘的套管。由于结构比较简单，广泛用于35kV及以下的穿墙套管和10kV及以下的电器套管。为保证有足够的爬电距离，瓷套的户外部分还设有棱。为防止瓷套内空气发生电晕，常在瓷套的表面喷以金属涂层和加大导杆直径，以改善电场分布。

充油套管 以瓷套内腔充填的绝缘油加绝缘屏障为主要绝缘的套管。仅在瓷套内充以绝缘油的套管，即瓷-油套管，多用于110kV及以下的电压等级。对于更高的电压等级，则采用导电杆包绝缘纸或套胶纸筒的措施，或在油隙中加入多层同心圆柱绝缘屏障，以提高击穿电压。有时还在绝缘屏障上敷设金属极板，以均匀电场分布。

充气套管 在瓷套内腔充以六氟化硫气体绝缘的套管。通常用作气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）的出线套管。

电容式套管 以油纸或胶纸为主要绝缘，并以电容屏来均匀径向及轴向电场分布的套管。现代高压电气设备的电器套管及穿墙套管多为电容式套管。电容式套管的核心部分是电容芯，它是由多层油纸或胶纸构成的密集绝缘体。绝缘层间夹进金属箔电极，构成多个同心圆柱形的电容器。同心圆柱形电容器电极的直径由内向外依次增加，而其长度则依次减少。电极的直径及长度按一定规律选取，使径向及轴向的电场分布趋于均匀，以使在满足电气性能要求的前提下套管的尺寸最小（见图2）。为改善金属箔电极边缘处的电场分布，有时采用半导体极板或半导体滚边的金属箔极板。

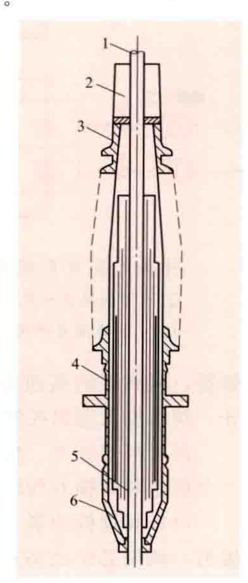


图2 电容式套管示意图

1—导杆；2—油枕；3—上瓷套；4—中间法兰；5—电容芯子；6—下瓷套

tegaoya duofazu kongzhi

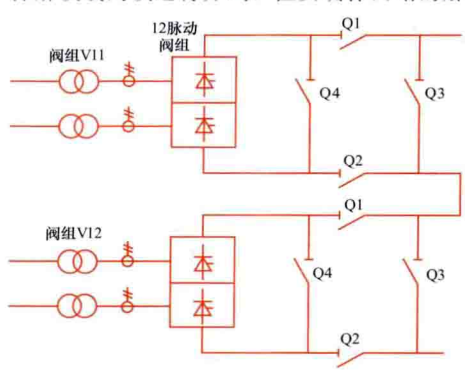
特高压多阀组控制 (UHVDC multi-valve group control)

特高压直流输电系统特有的，为实现特高压多阀组运行而采用的控制技术。特高压直流输电系统每极由两个12脉动阀组串联而成，对于此种接线方式，控制功能以单个12脉动阀组为基本单元进行独立配置，以便能够单独投入和退出单个12脉动阀组而不影响其他设备的正常运行。特高压多阀组控制的基本要求：①两个串联两阀组均可独立运行；②稳定运行时串联的两个串联阀组应基本维持平衡运行；③当任一阀组运行时，可通过阀组投入退出顺序控制投入第二个阀组，交直流系统不应产生太大的扰动；④两阀组同时运行而任一阀组需要退出时，可通过阀组投入退出顺序控制退出一个阀组，交直流系统不应产生太大的扰动。特高压多阀组控制包括阀组基本闭环控制、阀组投入退出控制等功能。

阀组基本闭环控制 包括基本电流控制、基本电压控制、阀组平衡控制和起动电流控制功能等。基本电流控制、基本电压控制控制策略与传统的高压直流输电系统相同。阀组平衡控制采用慢调节特性，实现两个串联阀组的电压平衡。起动电流控制用于阀组投入退出过程中的电流控制。

阀组投入退出控制 特高压直流系统中，各阀组都配置有一组高速旁路开关和旁路隔离开关，如图所示。每个单阀组的解锁独立于同极的另一阀组的运行状态，都可以单独选

择解锁或闭锁运行方式，但要确保两站的解锁或闭锁阀组的数目相同，利用高速旁路开关可以把阀组从直流回路中隔离出来。当换流站的一极中只有一个阀组准备解锁时，相邻阀组的高速旁路开关或旁路隔离开关必须先闭合；如果极的两个阀组都要解锁，两阀组的高速旁路开关和旁路隔离开关都必须先断开。阀组投入退出控制包括阀组解锁控制和阀组闭锁控制。



特高压直流系统阀组投入退出控制
Q1—阳极隔离开关；Q2—阴极隔离开关；
Q3—旁路隔离开关；Q4—高速旁路开关

阀组解锁控制　包括解锁极的第一个阀组、解锁极的第二个阀组和解锁双阀组。

（1）解锁极的第一个阀组。解锁极的第一个阀组时，本极另一阀组必须经高速旁路开关（阳极和阴极隔离开关闭合）或旁路隔离开关旁路。但不管本阀组的旁路开关位置如何都可解锁本阀组，如果旁路开关打开，则其解锁过程与传统的高压直流输电系统的极解锁过程相同；如果旁路开关闭合，则用于解锁极的第二个阀组。

（2）解锁极的第二个阀组。必须协调好阀组的解锁脉冲和高速旁路开关及旁路隔离开关的操作，以确保直流电流可靠地从旁路开关上转移到换流阀上，需要解锁脉冲和旁路开关操作的时序配合。可以采用起动电流控制器或固定触发角配合的阀组投退控制。

采用固定触发角配合的阀组投退控制时，首先控制系统发拉开旁路开关的指令，约 30ms 控制系统收到回检信号后，再延时 10ms 解锁阀组，并将触发角限制在 70°约 5ms，强迫直流电流从旁路开关全部转移到换流阀上。

采用起动电流控制器的阀组投退控制时，首先解锁阀组形成阀组的零功率运行状态，将直流电流转移到即将导通的阀上，再拉开高速旁路开关。

整流站阀组略先于逆变站解锁。站间通信正常时，两站的解锁经站间通信协调。站间通信失败时，须两站的运行人员电话协调，最大延时不能超过 5～10s。否则不建议解锁极的第二阀组。

（3）解锁双阀组。同时解锁极的两个阀组与传统的高压直流输电系统极解锁控制相同。

阀组闭锁控制　闭锁可由运行人员起动，或由保护起动。保护起动闭锁时，如果站间通信正常，则两站由站间通信自动协调；如果站间通信故障，则通过低电压保护闭锁。

（1）闭锁极的第一个阀组。与解锁极的第二个阀组的控制过程刚好相反。当其中一个站的某一阀组因为某种原因闭锁，联锁信号将送往对站去闭锁对站的相应阀组，以确保剩余阀组正常工作，站间通信正常时，两站之间的协调自动完成。

（2）闭锁极的最后一个阀组。与传统的高压直流输电系统闭锁控制相同。

（3）极双阀组闭锁。双阀组同时闭锁与传统的高压直流输电系统闭锁控制相同。

tegaoya shiyanzhan

特高压试验站　（UHV test station）　为开展特高压输变电技术研究而建立的试验场所，其主要功能是对特高压输电线路、输变电设备的设计及工程施工技术进行基础研究和试验验证。特高压试验站一般包含特高压试验线段和针对相关技术研究（如空气间隙绝缘、线路及设备外绝缘、导线选型、电晕效应、电磁环境、设备研制及考核等）而建立的试验室。试验室主要为特高压输变电工程设计及设备研制提供试验条件和基础参数。试验线段则用于考核特高压设备性能，验证并优化特高压输变电工程的设计和施工。

20 世纪 60 年代以来，美国、苏联、日本、意大利、加拿大和中国等国开展了特高压输电技术研究并建立了特高压试验站。其中，国际主要特高压试验站的基本情况如表所示。

国际主要特高压试验站情况

国家		美国			苏联	日本		意大利
研究部门		美国通用电气公司、美国电力研究院	美国电力公司、瑞典通用电力公司	美国邦维尔电力局	动力电气化部、全苏电气研究院、列宁格勒直流高压研究院（今圣彼得堡直流高压研究院）、全苏线路设计院	电力中央研究所	东京电力公司	意大利电力公司、特高压输电指导委员会
目标电压（kV）		1500		1200	1150、±1500	1000、±800	1000	1000
主要试验站和试验设备	主要试验站	匹兹菲尔德试验站	莱克威尔试验站	莱昂斯电气试验站、莫洛机械试验站	圣彼得堡直流高压研究院试验场、白利塔斯特试验站	赤城试验场、盐原试验场	新榛名试验站	萨瓦雷托试验站、米兰电气中心试验所、普拉达纳帕斯试验站、考尔塔罗试验站、布鲁亥利欧试验室
	试验线段	525m	915m	2.2km（莱昂斯）、2km(莫洛)	700m（圣彼得堡）、1170m（白利塔斯特）、270km（白利塔斯特）	600m(赤城)、1500m（盐原）		1km、20～30km
	其他试验设备	电晕笼	电晕笼		冲击电压发生器	电晕笼、冲击电压发生器	设备实证试验场	大功率试验室、电晕笼、人工污秽试验室

1967 年，美国通用电气公司（GE）和电力研究院（EPRI）首先开展了特高压试验研究并在匹兹菲尔德建立了特高压试验站。1969 年，美国电力公司（AEP）与瑞典通用电气公司（ASEA）合作，在美国印第安纳州莱克威尔建设了特高压试验站，占地 1600m×800m。美国邦维尔电力局（BPA）建立了 2 处特高压试验站。在莱昂斯建有 1200kV 三相 2.2km 共 8 个档距的电气试验线段，主要用于对电晕、绝缘子、金具的运行特性进行验证。在俄勒冈州莫洛附近建有 2km 机械性能试验线段，该线路主要对导线载荷及运动进行研究，用于观测导线、地线、绝缘子串、杆塔等由于导线振动、次档距振动、舞动、风摆以及覆冰引起的特殊现象。

1973 年，苏联第一条特高压试验线段在白利塔斯特试验站投入运行，线路长度 1170m，单回路三相布置。1978 年建设了 270km 长从伊塔特到新库茨涅斯克的工业性试验线路，已成为埃基巴斯图兹至西西伯利亚 1150kV 输电线路的一个组成部分。另外，还建立了圣彼得堡直流高压研究院（NIIPT）特高压试验站，该站试验设备和装置包括交流 1150kV 和直流 1500kV 试验线段，试验线段长 700m；3×600kV/2000kV·A 串级工频试验变压器；5000kV/800kJ 冲击电压发生器；1500kV 直流电压发生器等。

日本以电力中央研究所（CRIEPI）为核心，完成了盐原、赤诚等特高压试验站（场）的建设。东京电力公司于 1995 年建成了新榛名特高压试验站，是一个为验证设备可靠性、工程可行性和开发新技术为目的而建设的试验站。

意大利在全国范围内建立了多个特高压试验站，包括萨瓦雷托试验站、米兰电气中心试验所、普拉达纳帕斯试验站、考尔塔罗试验站、布鲁亥利欧试验室等。

加拿大魁北克水电局研究所（IREQ）建立了特高压试验站和试验线段，对 1500kV 交流和±1200kV 直流系统进行了电晕、电场、导线舞动及直流离子流等方面的研究工作。

中国从 2006 年开始陆续建成了武汉特高压交流试验基地、北京特高压直流试验基地、昆明高海拔特高压直流试验基地、西藏高海拔试验基地、霸州特高压杆塔试验基地 5 个特高压试验站。

tegaoya shudian xianlu

特高压输电线路 (UHV overhead transmission line)

采用交流电压 1000kV 及以上和直流电压±800kV 及以上的电压等级输送电能的输电线路。特高压输电是在超高压输电的基础上发展的，其目的是在尽量节省土地资源的前提下继续提高输电线路走廊输电能力，实现大功率的中、远距离输电。

技术特点 特高压输电线路的特点主要体现为输送容量大、输送距离远、减少线路走廊。

输送容量大 一回 1000kV 输电线路的输送容量大约是一回 500kV 线路的 5 倍。一回±800kV 输电线路的输送容量大约是一回±500kV 线路的 2 倍左右。

输送距离远 由于特高压输电线路电压等级高，可以降低网损，从而实现远距离输送电力。1000kV 电压等级的输电线路可输送 500km 以上。一般±500kV输电线路可输送 1000km 左右，而±800kV 电压等级的输电线路可输送 2000km 以上。

减少线路走廊 随着负荷的增长，电网的发展，输电线路走廊日趋紧张。一回 1000kV（±800kV）特高压输电线路的走廊约相当于 2 回 500kV 输电线路的走廊宽度，而一回 1000kV（±800kV）特高压输电线路的输送容量大约是一回 500kV 输电线路的5～6 倍，单位走廊宽度的输送容量可提高 2.5～3 倍。因此，采用特高压交直流输电可以显著减少线路回路数，节约土地资源。

技术要求 由于特高压输电线路电压等级高，主要需提高安全可靠性、控制电磁环境影响。

提高安全可靠性 由于特高压输电线路输送容量大，出现故障时影响范围就大，因此要求特高压输电线路具有较普通输电线路高的安全可靠性能。因此，需要深入研究特高压输电线路工程过电压与绝缘配合（见电力系统过电压与绝缘配合）技术，合理确定绝缘子选型、各种空气间隙；深入研究输电线路防雷接地防护技术，研究各种条件下的特高压线路防雷方案，提出特高压输电线路的综合有效防雷措施；深入研究对地及交叉跨越间隙技术，研究确定线路对地距离要求，对各种交叉跨越物的垂直距离要求，以及对邻近各种设施的净空距离的要求；深入研究特高压输电线路杆塔方案及荷载组合技术，分析气象条件选择与杆塔结构可靠度的关系，荷载取值对塔重和结构可靠度的影响，确定特高压输电线路杆塔的重要等级为一级安全等级建筑物，按要求杆塔结构可靠度目标值达到 3.7 以上，比 500kV 线路提高一个等级。

控制电磁环境影响 和超高压线路相比，特高压输电线路附近空间电场和磁场较高，从而引起电晕现象和电场效应产生一系列的电磁环境问题。如可听噪声、无线电干扰及电场效应对生态影响等（见输电线路电磁环境）。因此，世界各国在采用新的电压等级之前，均进行大量的实验研究，以获得公众能接受且经济上又是合理的电磁环境指标和导线的选型。特高压输电线路的导线应满足正常及事故条件下的输送功率、机械性能以及线下地面电场强度、无线电干扰和可听噪声等电磁环境指标等要求。经分析500～1150kV 交流线路设计及运行经验，兼顾环境保护要求及工程经济性，特高压交流线路导线电晕性能的限值确定为：离地 2m 高距边相导线水平距离 20m 处，测量频率为 0.5MHz 时的良好天气无线电干扰限值为不大于 55dB；边相导线水平距离 20m 处，湿导体情况下可听噪声值不大于 55dB（A）。该限值与现有的超高压线路限值基本相当。特高压直流输电线路除了满足特高压交流输电线路的导线要求的各项技术性能外，还应满足电磁环境限值要求。通过分析特高压直流输电线路线下地面合成电场，晴天时不超过 30kV/m，最大离子流密度限值晴天不超过 100nA/m^2；线路邻近民房时，民房所在地的地面合成电场在湿导线条件下不超过 15kV/m，最大离子流密度限值晴天不超过 80nA/m^2；线路电晕产生的可听噪声限值为距正极性导线对地投影外 20m 处可听噪声 50%值的限值取 45dB（A），海拔高度大于 1000m 且线路经过非居民区时取 50dB（A）；线路距正极性导线对地投影外 20m 处 0.5MHz 的无线电干扰限值一般地区取 58dB（μV/m），海拔高度大于 1000m 时取 61dB（μV/m）。通过综合分析，采

用极导线为 6×630mm² 及以上，均满足电磁环境限值的要求。

现状及发展 苏联于 1985 年建成了第一条 1150kV 电压等级的特高压输电线路，1992 年开始降压为 500kV 运行。中国的特高压技术研究始于 20 世纪 80 年代，2005 年开始对交流 1000kV、直流 ±800kV特高压输电线路进行了研究试验，并于2009～2010 年先后建成了晋东南—南阳—荆门 1000kV 交流输电线路工程和云南—广州 ±800kV 直流输电工程等多条特高压交直流输电线路工程。其后相继建成向家坝—上海、锦屏—苏南、哈密南—郑州、溪洛渡左岸—浙江金华 ±800kV 特高压直流输电工程和皖电东送淮南—上海 1000kV 特高压交流输电工程（见图）。其后中国还在规划建设多条特高压输电线路。



淮南—上海双回 1000kV 特高压交流线路（邹小民　摄）

tegaoya zhiliu shudian jishu shiyan yanjiu

特高压直流输电技术试验研究

(experimental study of UHVDC transmission technology)　为保证特高压直流输电工程的安全可靠运行，开展的服务于直流输电技术的工程前期试验研究、检测验证性试验研究和科学研究性试验研究。该试验研究工作需依托不同海拔条件下特高压试验站开展，试验站应具备工频、直流和冲击电压试验、外绝缘污秽试验、电磁环境测试和设备带电考核的能力。研究工作应开展如下内容：外绝缘试验研究、电磁环境试验研究、过电压及绝缘配合试验研究和设备及运行特性试验研究。

外绝缘试验研究　直流输电系统外绝缘特性主要包括设备（如线路悬式绝缘子、换流站支柱绝缘子、套管等）和空气间隙外绝缘特性试验研究。雨、雾、冰、雪、污秽等大气环境因素和电气设备所处的海拔高度均会对直流系统外绝缘（见直流输电外绝缘）产生不同程度的影响。±800kV 及以上特高压直流的外绝缘试验研究应开展设备和空气间隙两方面的试验研究，并考虑海拔高度的影响。

设备外绝缘试验研究主要内容有：①研究特高压直流线路绝缘子、支柱绝缘子及套管、相间间隔棒、避雷器等设备在不同海拔、不同污秽条件下的污闪、冰闪特性、机理和影响因素。②研究特高压直流各类绝缘子选型和结构参数优化。③特高压直流各类绝缘子不同悬挂方式下的对比试验研究。④研究直流电压下复合绝缘子的憎水性和老化性能。⑤研究绝缘子人工污秽试验方法和污秽闪络电压海拔校正。⑥支柱绝缘子和套管的淋雨闪络试验研究。

空气间隙外绝缘特性试验研究主要内容有：①研究特高压直流设备和金具的空气间隙操作、雷电冲击及直流耐受电压试验研究和放电特性试验研究。②直流阀厅中各类间隙放电特性试验研究，优化金具、管型母线和导线参数及阀厅空气净距。③研究空气间隙冲击放电特性的海拔校正。④研究直流运行电压对空气间隙冲击特性的影响。⑤研究高海拔特高压直流带电作业。

电磁环境试验研究　电磁环境问题是直流系统设计、建设和运行中必须考虑的重大技术问题。特高压直流输电线路建设过程中尚无有关标准或导则可参考，应开展电磁环境指标，以及海拔高度对其影响的研究，主要内容应包括输电线路和换流站两方面。

特高压直流输电线路电磁环境试验研究主要内容有：①研究不同海拔条件下特高压直流输电线路的电晕、地面合成场、离子流、磁场、无线电干扰、可听噪声特性。②考虑海拔高度、气候条件、污秽程度、导线结构参数的影响，研究电磁环境指标预测计算方法和限值。③研究导线电晕抑制措施。④研究电晕和电磁环境的海拔修正方法。⑤研究电磁环境对生态影响的研究。

特高压直流换流站电磁环境试验研究主要内容有：①研究不同海拔、不同气候、不同污秽程度条件下，特高压换流站管型母线和金具电晕、地面场强、无线电干扰、可听噪声的特性、预测方法和抑制措施。②研究特高压换流站阀厅内电磁环境和阀厅屏蔽措施。③研究换流站主设备可听噪声抑制方法和控制技术。④研究换流阀工作和开关操作等电磁骚扰源特性、传导特性、辐射特性、对控制保护系统影响和防护措施。⑤研究换流站周边无线电干扰测量方法。

过电压及绝缘配合试验研究　特高压直流输电系统建设中为保证设备绝缘水平和造价经济合理，必须开展过电压及绝缘配合的研究，应开展基础性的试验研究：①特高压直流线路绝缘子串雷电伏秒特性试验研究。②特高压直流线路雷电绕击模拟试验研究，得到特高压直流输电线路防雷性能优化设计原则。③绝缘子并联间隙闪络特性及其保护效果试验研究，制定线路避雷器、绝缘子并联间隙应用方法和规范。④研究线路直流运行电压对防雷的影响。⑤特高压直流输电线路冲击电晕特性试验研究。⑥特高压直流避雷器研发关键技术试验研究。（见直流输电系统绝缘配合）

设备及运行特性试验研究　特高压直流输电设备及运行特性（见直流输电系统运行特性）关注设备安全、经济运行和设备在线监测和故障诊断技术，其主要内容有：①研究换流站一次设备（特高压换流阀、换流变压器、平波电抗器、GIS 设备等）的试验、检测技术。②研究换流站主设备及其控制保护系统的在线监测、状态评估技术。③研究特高压直流设备运行在线监测关键技术。④研究特高压直流设备寿命预评估方法及现场试验技术。⑤研究特高压直流设备长期全电压考核试验关键技术。

通过大量的试验研究工作，在±800kV 特高压直流输电技术试验研究方面已取得了一系列重要成果，确定了外绝缘选择和设计方案、绝缘配合配置方案、电磁环境指标以及设备研制和运行的试验方案，解决了特高压直流输电工程设计

和建设的主要试验技术问题。

参考书目

中国南方电网公司．±800kV直流输电技术研究．北京：中国电力出版社，2006.

tegaoya zhiliu shudian xitong

特高压直流输电系统 (UHVDC transmission system)

电力系统中±800kV及以上直流电压等级的直流输电系统。中国率先建设±800kV高压直流输电系统，并成功投入商业运行。根据中国高压直流电压等级的实际情况，将±800kV以下的直流电压等级定义为高压直流（HVDC），对于±800kV及以上的直流电压等级定义为特高压直流（UHVDC）。2007年7月IEC和CIGRE在中国北京的特高压直流输电国际研讨会上达成共识：特高压直流输电电压等级为800kV及以上电压。

特高压直流输电系统的特点有：①长距离大容量的电力输送，高难度的换流设备制造技术；②复杂的直流输电系统主接线；③更高的过电压及绝缘配合要求；④外绝缘设计难度大；⑤电磁环境协调技术复杂；⑥直流闭锁对交流系统的冲击大。

特高压直流输电系统适合长距离大容量电力输送。中国为解决长江葛洲坝水电站、华南红水河天生桥水电站、长江三峡水电站、贵州煤炭坑口电站和内蒙古呼伦贝尔煤炭坑口电站等的电力长距离向东输送问题，先后建设了多个±500kV、输电功率1200～3000MW、输电距离1000km的高压直流输电工程。2010年，为了解决宁夏东部煤炭坑口电站向山东青岛地区负荷中心的输送问题，建设了±660kV、输电功率4000MW、输电距离1400km的宁东—山东±660kV直流输电工程。该工程是世界上相近的直流电压等级的高压直流输电系统输电功率最大的项目。当每极采用1个12脉动阀组的条件下，单台换流变压器的运输条件及制造能力均已达到了技术经济合理范围的极限。中国随后规划建设了云南—广东±800kV直流输电工程，输电功率为5000MW，输电距离1373km；四川向家坝—上海±800kV直流输电工程，最大输送容量为7000MW，输电距离1907km。技术经济分析表明，当输电功率大于4000MW，输电距离达1500km时，从单位输电距离和单位输送电量的年费用指标（每千瓦时年费用、每千米年费用）来比较，继续采用常规的高压直流（HVDC）是不合理的，采用特高压直流（UHVDC）从技术经济上是合理的选择。图为正在建设的溪洛渡左岸—浙江金华±800kV直流输电线路，输电功率为8000MW。

换流设备制造技术 与常规高压直流输电系统相比，特高压直流系统的设备制造技术难度大，特别是换流变压器、平波电抗器、直流套管、换流阀等重要换流设备，需要克服制造技术上的诸多难题。

换流变压器 需对特高压直流电压作用下的绝缘特性、主绝缘结构进行深入研究。通过实验改进换流变压器的绝缘结构，合理布置网侧绕组和阀侧绕组，保证换流变压器在工作电压和冲击电压（包括陡波电压）以及短路冲击下的安全性。

平波电抗器 针对极母线两台平波电抗器串联连接的方式，研究开发了合理的金属氧化物避雷器保护方案，以避免雷电波过电压导致的危害，研究了一种适用于特高压平波电抗器绕组的H级轻型换位导线。（见直流平波电抗器）



溪洛渡左岸—浙江金华±800kV直流输电线路（彭怀胜 摄）

直流套管 针对±800kV特高压的直流套管（见直流穿墙套管）不同直流电压级的方案，通过仿真计算分别对处于直流电压200、400、600kV和800kV的直流环氧树脂浸渍式套管的交流场、直流场、暂态场、电热耦合场分布以极性反转时套管中的动态电场分布及空间电荷畸变进行全面研究，以保证直流套管设计的合理性。（见直流穿墙套管）

换流阀 重新研究开发了适用于±800kV特高压直流的5英寸、3125A以及6英寸4000～5000A的晶闸管元件及换流阀。（见直流换流阀）

直流系统主接线 特高压直流输电系统的电压等级高、输电容量大，给设备制造、运输带来困难，且单极停运损失的电功率也会给交流系统造成巨大的冲击。特高压直流系统主接线方案的特点：①每极采用2个12脉动阀组串联；②每个12脉动阀组装设旁路开关；③每个12脉动阀组单独接入交流母线；④采用干式平波电抗管每极由4台线圈构成，其中2台串接在极线端，另2台串接在中性线侧。

过电压及绝缘配合 由于特高压直流输电系统极线的运行电压水平比常规的高压直流高，导致靠近极线的12脉动换流单元的换流变压器，特别是其中的Y-Y接线换流变压器的绝缘水平升高很多，对换流变压器的制造及运输带来困难。为了限制过高的绝缘水平，对换流变压器及平波电抗器装设专门避雷器加以保护。（见直流输电系统过电压、直流输电系统绝缘配合）

外绝缘设计 特高压的线路绝缘子、换流站的支柱绝缘子的爬距比常规高压直流增加很多，采用通常的瓷绝缘很难满足要求，需采用瓷绝缘子外涂RTV或采用合成绝缘材料的绝缘子。（见直流输电外绝缘）

电磁环境及噪声处理 特高压直流条件下的可听噪声、无线电干扰、地面合成场强明显增大，需要采取诸如屏蔽、均压、Box-in、隔声屏障等多方面的措施进行综合治理。（见直流输电线路电磁环境、直流换流站电磁环境、直流输电线路系统噪声）

Tianshengqiao-Guangzhou ±500kV zhiliu shudian gongcheng

天生桥—广州±500kV直流输电工程 (Tianshengqiao to Guangzhou ±500kV HVDC transmission project)

中国第二条±500kV超高压直流输电工程，输送

功率为1800 MW。工程于1993年立项，极Ⅱ于2000年12月投入运行，双极于2001年6月全部建成。

工程送端天生桥换流站位于广西隆林县马窝镇，受端换流站位于广州市北郊，途经广西和广东，线路全长986.52km。

工程的运行方式包括：①双极方式（包括双极对称方式和不对称方式）；②单极大地回线方式（包括双导线并联大地回线方式）；③单极金属回线方式；④功率反送方式；⑤降压方式（在额定直流电流下，直流电压可降到额定值的70%）。

换流站主接线 两端换流站均为双极接线方式，中性点均接地。每极采用1组12脉动换流器。天生桥换流站220kV交流母线采用一个半断路器接线，广州换流站220kV交流母线采用双母线双分段带旁路母线接线。两端换流站的交流滤波器和无功补偿电容器均分别接在各自的交流母线上。

换流站主要设备 包括换流阀、换流变压器、交流滤波器和无功补偿装置、直流滤波器、控制和保护装置。

换流阀 两端均采用空气绝缘，水冷却，户内悬挂式晶闸管换流阀，四重阀结构。每个四重阀为6层，高11.5m，宽5.8m，厚4.9m，重19.3t。3个四重阀构成1个12脉动换流器。每个换流阀由3个组件、78个晶闸管组成，每个组件有26个晶闸管。两端换流站的晶闸管总数为3744个。晶闸管的阻断电压为8kV，平均电流1800A。晶闸管的直径天生桥换流站为100mm，广州换流站为100mm。

换流变压器 两站均采用单相三绕组的换流变压器，每极3台，每站各7台（其中1台为备用）。绕组接线为YNdy。变压器的漏抗，两个阀侧和网侧之间均为15%。天生桥换流站单台变压器的额定容量为354/177/177MV·A；额定电压为 $(230/\sqrt{3})/(208.6/\sqrt{3})/208.6$kV，抽头调节范围为－6%～＋16%，每级1%。广州换流站单台变压器的额定容量为337/168.5/168.5MV·A；额定电压为 $(230/\sqrt{3})/(198.5/\sqrt{3})/198.5$kV，抽头调节范围为－6%～＋16%，每级1%。

交流滤波器和无功补偿装置 天生桥换流站滤波器设计的要求是：单次谐波电压畸变率小于1%，各次谐波电压畸变之和小于1.75%，电话谐波波形系数小于1%；广州换流站滤波器设计的要求是：单次谐波电压畸变率小于1%，各次谐波电压畸变之和小于1.5%，电话谐波波形系数小于1%。天生桥换流站配备了4组11/12次、2组3/36次的双调谐高通滤波器和3组并联电容器，每组容量为80Mvar。广州换流站配备了4组11/12次、2组3/36次的双调谐高通滤波器和5组并联电容器，每组容量为100Mvar。

直流滤波器 两换流站的每极各配备调谐频率为12/24次的有源双调谐滤波器1组。按设计要求，直流线路中的等效干扰电流，在双极运行时应小于250mA，单极大地回线方式运行时应小于500mA。

控制和保护装置 工程作为整流站运行时的控制功能有直流功率控制、直流电流控制、直流电压控制、无功功率或交流电压控制、变压器抽头控制、双极不平衡电流控制等；作为逆变站运行时有γ角控制、直流电压控制、直流电流控制、无功功率或交流电压控制、变压器抽头控制等。两端换流站还配备有30多种保护功能，主要有换流桥差动和过流保护、极差动保护、直流开关场差动保护、中性母线差动保护、直流电流50Hz保护、换相失败保护、低压限流（VDCL）保护、换流变压器差动保护、交流欠压和过压保护。此外还有直流线路的行波保护、低电压保护、纵差保护和断线保护以及滤波器的不平衡保护、差动保护和过流保护等。

直流控制保护采用快速多微处理器可编程控制系统（SIMADYN D和SIMATIC S5），其中SIMADYN D具有300余种标准软件功能块。天生桥换流站的远动通信采用电力线载波（PLC）为主，并配有微波通信系统作为备用；广州换流站的远动通信采用微波通信系统为主，并配有光纤通信作为备用。

直流架空线路 导线采用4×LGJ-400/50、4×LGJ-400/35的钢芯铝线，分裂间距450mm。直流绝缘子大部分采用进口的CA-735EZ和CA-745EA型绝缘子，少量采用国产XZP-160型绝缘子。全线在一般地区采用30片；跨越或平行公路、铁路、砖窑500m范围内，居民密集区300m以内采用34片；个别污秽严重地区，绝缘子片数采用36～44片。在广东地形平坦重污秽区，采用FXBZ-±500/160和FXBZ-±500/210合成绝缘子，最小爬电距离为21 100mm。导线最大场强为26kV/cm，线路边外20m处1MHz的无线电干扰不超过56dB。全线共用2086基铁塔，其中拉线塔217基。输电线路跨越西江1次（采用耐-耐方式），跨越北江1次（采用耐-直-直-耐方式）。

接地极和接地极引线 天生桥马窝换流站到接地极，接地极引流线路全长50.675km。接地电极采用单环依地势敷设，其平面布置近似腰状，埋设深度约2.5～3.5m，环周长2197m，接地电阻0.295Ω。根据地势高低接地电极分四层布置，碳床尺寸根据电流分布有0.65m×0.65m，0.6m×0.6m，0.5m×0.5m三种不同的正方形碳床，接地电极采用ϕ55mm圆钢置于碳床中央。从广州北郊换流站到接地极，接地极引流线路全长35.051km，采用双环依地势敷设，其平面布置为同心双圆环，圆环直径分别为480、690m。环周长总共3676m，接地电阻0.111Ω，埋设深度不小于3.0m。根据地势高低接地极分三层布置。碳床尺寸根据电流分布有1.0m×1.0m，0.8m×0.8m两种不同的正方形碳床，接地电极采用2×ϕ50mm圆钢置于碳床中央。接地极引流线路全线采用铁塔，导线采用2×LGJ-630/55钢芯铝绞线，地线采用单根GJ-70镀锌钢绞线。导线绝缘子串采用2～3片绝缘子。

tongyi chaoliu kongzhiqi

统一潮流控制器

(unified power flow controller, UPFC) 由同步电压源换流器构成用于控制与输电线路潮流有关的各种参数，包括电压、有功功率、无功功率、线路阻抗和电压相位的装置。它集中了可控串联补偿装置、静止移相器、电压调节器、静止同步补偿装置的各种功能和特点，概括起来主要有：①控制线路潮流，独立地分别控制线路有功与无功；②提高系统的动态和暂态稳定性，提高输送能力；③调节系统运行电压和无功平衡条件，提高系统电压稳定性；④阻尼低频振荡和系统摇摆。UPFC缺点是单位容量造价较高。

基本构成　UPFC原理图如图1所示，它主要由两个“背靠背”同步电压源换流器（换流器1和换流器2）组成。换流器1通过变压器并联在母线上，换流器2通过变压器串联在线路上，两者之间通过直流联络电容器连接在一起。每个换流器的结构与静止同步补偿装置（STATCOM）基本一致，主要采用门极可关断晶闸管（GTO）或绝缘栅双极型晶体管（IGBT）阵列电压源换流器。换流器2的作用相当于一个静止同步串联补装置（SSSC），UPFC的综合潮流控制能力主要通过换流器2的串联注入同步电压U_{pq}完成，U_{pq}的幅值在$0 \sim U_{pqmax}$之间变化，其相位可以在$0 \sim 2\pi$之间变化。这意味着串联同步电压源U_{pq}必须能产生或吸收有功和无功功率，其中有功功率由换流器1通过直流联络电容器向换流器2提供（或吸收）。换流器1的有功功率来自系统。如直流联络电容器由储能装置替代，换流器2所需的有功功率也可由储能装置提供。

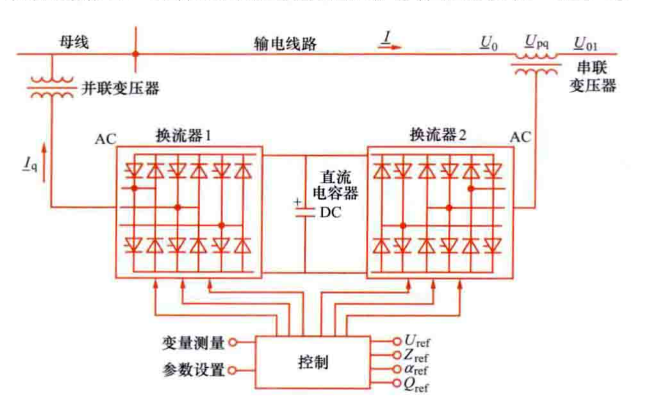


图1　统一潮流控制器原理图

U_{ref}—电压参考值；Z_{ref}—阻抗参考值；α_{ref}—相位参考值；Q_{ref}—无功参考值

原理　用适当的方式将换流器2产生的串联同步电压$\underline{U}_{pq}$叠加在原端电压$\underline{U}_0$上，如图2（a）所示，可以实现不同的潮流控制方式。基本控制方式有：①电压调节方式，其串联同步电压$\Delta\underline{U}_0$的相位与$\underline{U}_0$同相或反相，如图2（b）所示，这时UPFC作用如同快速电压调节器。与变压器分接头调节不同的是：它可以平滑调节而且没有机械部分。②线路阻抗调节方式，其串联同步电压$\underline{U}_c$的幅值与线路电流成正比，相位上相差90°，如图2（c）所示，可以超前（感性）也可以滞后（容性）90°，其作用与可控串联补偿装置相似，不同的是它不用串联电容，通过合理控制可以更好地避免次同步谐振等问题。③相角调节方式，其串联同步电压$\underline{U}_\alpha$垂直于$\underline{U}_0$，可以超前或滞后于$\underline{U}_0$，通过改变$\underline{U}_\alpha$的幅值，可以改变$\underline{U}_0+\underline{U}_\alpha$与$\underline{U}_0$的相位移$\alpha$，如图2（d）所示。其作用相当于静止移相器，不同的是其相位可以平滑调节，消除步进式调节的缺点。④组合式调节方式，它可以是上面三种调节方式中任意两种或三种组合在一起，其中$\underline{U}_{pq}=\Delta\underline{U}+\underline{U}_0+\underline{U}_\alpha$，$\underline{U}_{01}=\underline{U}_0+\underline{U}_{pq}$，这些量均为相量，如图2（e）所示。总之，UPFC可以综合完成电力系统中现有各种潮流控制调节器功能，还可以实时地从一种方式快速变化到另一种方式。

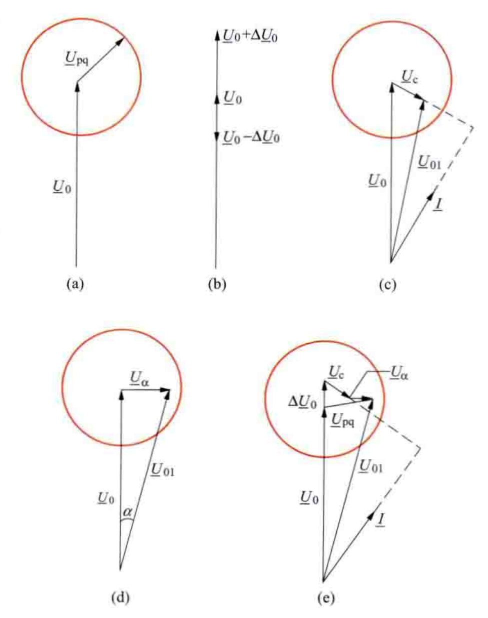


图2　统一潮流控制器注入电压$\underline{U}_{pq}$工作方式相量图

（a）基本关系；（b）端电压调节方式；（c）线路阻抗调节方式；（d）相角调节方式；（e）端电压、线路阻抗及相角组合式调节方式

并联部分即换流器1的主要作用是通过共同的直流端向换流器2提供（或吸收）所必需的有功功率，它也可以像静止同步补偿装置（STATCOM）一样发出或吸收无功功率，起一个并联无功补偿装置的作用。

换流器2的额定容量取决于线路电流与最大注入电压U_{pqmax}的乘积。而换流器1的最小容量取决于换流器2所需的最大的有功功率P_{2max}，它通常占换流器2总容量的20%～50%。如果换流器1还要起并联无功补偿的作用，若其输出的最大无功为Q_{1max}，则换流器1的总容量为$\sqrt{P_{2max}^2+Q_{1max}^2}$。

控制系统　统一潮流控制器的控制系统可以分为内层控制和外层控制两部分。内层控制主要控制GTO等电力电子器件的驱动（触发及关断），以及将直流端电压保持在一个适当的水平，以保证两个换流器之间的有功功率交换、换流器1的并联无功补偿作用和换流器2的串联注入同步电压U_{pq}。外层控制主要是系统控制，在正常运行时，它按预先设定的并联无功功率Q_{ref}，端电压U_{ref}，线路串联补偿阻抗Z_{ref}，相位移α_{ref}顺序确定控制的优先级。在动态过程中，Q_{ref}、U_{ref}、Z_{ref}和α_{ref}根据提高暂态稳定、阻尼低频振荡、电压稳定性的要求而变化。

发展概况　统一潮流控制器的概念由美国西屋公司的久格依（Gyugyi）在1992年提出，美国电力科学研究院（EPRI）对此十分重视，组织了西屋公司、田纳西水电局（TVA）、美国电力公司（AEP）等单位进行联合开发研究。1997年开始在AEP公司的田纳西州依乃兹（Inez）变电站安装世界上第一台工业用途的UPFC，其中并联部分（STATCOM）当年投入运行，1997年底完成串联部分（换流器2）的安装，构成了总容量±320Mvar、138kV的UPFC，并于1998年投入运行。该UPFC主要用于提高依乃兹地区电力输送能力，提供电压支持。此外法国电力公司（EDF）和GE公司、GECAlsthom公司也联合开发了±7Mvar、225kV的UPFC样机，韩国电力公司（KEPCO）和韩国电科院（KEPRI）在朝鲜半岛南半部的康津（Kangjin）变电站安装了一台额定容量为±80Mvar、154kV的电压源转换型UPFC装置，已于2003年投运（见韩国康津154kV变电站统一潮流控制器装置工程）。包括中国在内的其他国家也在进行有关UPFC的研究。

turang dianzulü

土壤电阻率 (soil resistivity) 单位体积的正立方体相对两面间土壤的电阻。土壤电阻率（单位为 Ω·m）主要与土壤中所含的水分及电解质有关，温度对离子的活动及含水量有影响，从而对土壤电阻率也有很大的影响。土壤电阻率是计算接地电阻和设计接地装置的基本数据。通常应在设计前实测确定。在设计时如缺乏实测数据，可参考表中所列的数值。

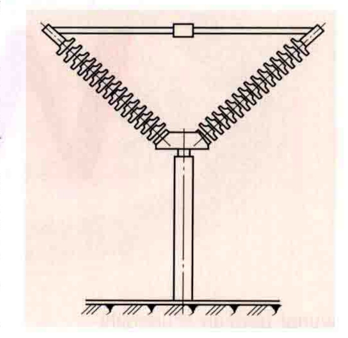
土壤和水的电阻率参考值

类别	名称	电阻率近似值（Ω·m）	不同情况下电阻率的变化范围（Ω·m）		
			较湿时（一般地区、多雨区）	较干时（少雨区、沙漠区）	地下水含盐碱时
土	陶黏土	10	5～20	10～100	3～10
	泥炭、泥灰岩、沼泽地	20	10～30	50～300	3～30
	捣碎的木炭	40			
	黑土、园田土、陶土、白垩土	50	30～100	50～300	10～30
	黏土	60	30～100	50～300	10～30
	砂质黏土	100	30～300	80～1000	10～30
	黄土	200	100～200	250	30
	含砂黏土、砂土	300	100～1000	1000 以上	30～100
	河滩中的砂		300		
	煤		350		
	多石土壤	400			
	上层红色风化黏土、下层红色页岩（30%湿度）	500			
	表层土夹石、下层砾石（15%湿度）	600			
砂	砂、砂砾	1000	250～1000	1000～25000	
	砂层深度大于10m、地下水较深的草原	1000			
	地面黏土深度不大于1.5m、底层多岩石	1000			
岩石	砾石、碎石	5000			
	多岩山地	5000			
	花岗岩	20000			
混凝土	在水中	40～55			
	在湿土中	100～200			
	在干土中	500～1300			
	在干燥的大气中	12000～18000			
矿	金属矿石	0.01～1			
水	海水	1～5			
	湖水、池水	30			
	泥水、泥炭中的水	15～20			
	泉水	40～50			
	地下水	20～70			
	溪水	50～100			
	河水	30～280			
	污秽的水	300			



V xing geli kaiguan

V 型隔离开关 (V type disconnector) 由两个呈V型布置的绝缘支柱组成的隔离开关。其导电活动臂结构与双柱水平旋转式隔离开关（见双柱式隔离开关）的相同，也是借助于两个支柱的转动来完成隔离开关的开断和闭合操作。由于两个支柱共用一个底座，因此简化了隔离开关的结构和安装支架。其结构示意如图所示。



V 型隔离开关结构示意图

V 型隔离开关结构简单，操作灵巧，属于轻型电气装置，在 35～110kV 配电装置中应用广泛。在 220kV 及以上的配电装置中，由于受支柱绝缘子强度的限制，难于将两个绝缘支柱布置成 V 型结构，所以一般不用 V 型隔离开关。



wunei peidian zhuangzhi

屋内配电装置 (indoor switchgear) 电气设备布置于屋内的配电装置。它占地面积较小，运行检修条件较好，能较有效地防止外绝缘的污闪，广泛应用于35kV及以下的配电装置中，在城市地区、污秽地区以及场地狭窄地区的110kV或220kV变电站，可采用屋内配电装置。在自然环境特别恶劣的地区，采用气体绝缘全封闭金属开关设备（GIS）的500kV配电装置也可采用屋内配电装置。

布置和安装方式 屋内配电装置中电气设备的安装方式有装配式和成套式两种。装配式是将电气设备分别固定在间隔内，这种方式对安装调试不太方便，施工工期较长，体积也较大，它仅用于110～220kV屋内配电装置和出线带电抗器的6～10kV屋内配电装置中。成套式是在制造厂内按照规定的接线要求，将各电气设备组装在金属柜内，从而使配电装置间隔标准化和小型化，它具有运输安装方便、施工工期短和体积小的优点，大量用于出线回路不带电抗器的6～35kV屋内配电装置中。

屋内配电装置可以为单层、二层或三层的建筑。在中国为了保证安全运行，长度大于7m的屋内配电装置室需设置2个出口，大于60m时则应再增加一个出口，出口处要装有向外开启的防火门。配电装置的耐火等级不得低于二级，并装设事故通风装置，允许装设不可开启的采光窗。

110～500kV屋内配电装置 110kV及以上的电气设备体积和最小安全净距均较大，故需建造大型屋内配电装置室，建筑材料消耗较多、费用较高。中国在1970年以后，尽量选用少油断路器或六氟化硫断路器、V型隔离开关或双柱式隔离开关和套管式电流互感器等，在布置上压缩母线相间距离、间隔宽度、配电装置跨度和层高等，以提高屋内配电装置的技术合理性和经济性，特别是进入21世纪，随着技术的进步GIS在变电站中得到了大量应用，使得110kV和220kV屋内配电装置应用越来越多，少数500kV配电装置也采用屋内布置。

110～220kV屋内配电装置主要用于污秽地区，包括粉尘、盐雾和化学气体污染严重的地区，以减少配电装置清扫工作量和污闪事故，减少停电损失和提高供电可靠性，此外土地少、地价昂贵的城市以及场地狭窄的山区中也有采用。500kV GIS屋内配电装置主要用于高海拔、强辐射等自然环境特别恶劣的地区，在一些重要的直流换流站工程中也有交流500kV GIS配电装置采用屋内布置的情况。

采用敞开式设备的110～220kV屋内配电装置多数采用两层布置，底层布置断路器、电流互感器和出线隔离开关等，上层布置母线和母线隔离开关，并设置巡视操作走道和起吊设施，以便于安装检修，这种配电装置一般采用装配式（见图1），有砖混凝土结构和框架结构两种；对采用GIS的变电站来说，一般220kV或110kV配电装置布置在上层、低压设备则布置在底层，500kV GIS配电装置一般布置在单层厂房内，配电装置室内设有良好的通风和自然采光设施。

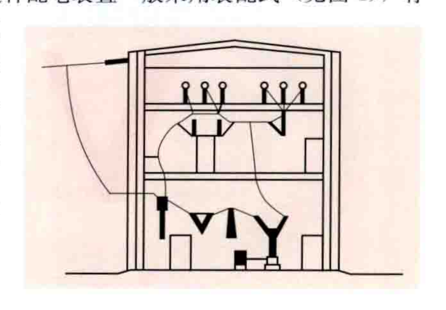


图1 110kV屋内配电装置

6～35kV屋内配电装置 6～10kV配电装置中电气设备的体积和最小安全净距均较小，所以一般都采用屋内配电装置。35kV配电装置屋外式与屋内式的技术经济指标较接近，所以多数也采用屋内配电装置。

6～35kV屋内配电装置也有装配式和成套式两种。装配式6～10kV屋内配电装置有两层和三层两种布置方式。三层时采用双列三走廊布置，第三层为母线层，第二层为断路器层，底层则布置出线电抗器。三层布置方式由于土建结构复杂和巡视操作路径长等因素，已逐渐被两层式布置方式取代。两层布置方式的上层为母线层，单列双走廊布置，底层为断路器和出线电抗器层，双列三走廊布置。装配式的各个间隔互相用钢板、砖墙或混凝土墙隔开，防止电气事故向左右相邻间隔蔓延。6～10kV装配式间隔主要用于双母线出线带电抗器的接线方式（见图2）。35kV装配式间隔主要用于双母线或双母线带旁路母线的接线方式。

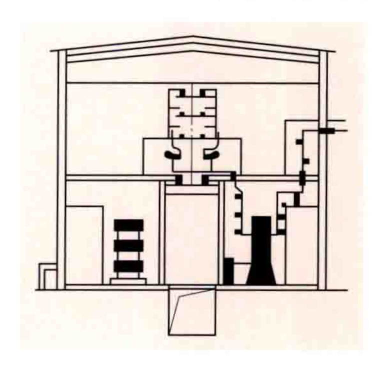


图2 6～10kV两层装配式屋内配电装置

成套式6～35kV屋内配电装置都是单层布置，按接线要求选用各种型号的工厂制造的开关柜，它可以靠墙或离墙组装成单列或双列布置形式。成套开关柜都是钢结构，每个开关柜都用钢板封闭成独立的小间，母线装设在开关柜的上部，柜内布置有继电器小室，面板上安装有仪表和操动机构。断路器可以固定在开关柜后壁上，称作固定式开关柜，也可以固定在小车上，称作手车式开关柜。固定式开关柜内配装有母线和出线隔离开关，还可装设旁路母线和旁路隔离开关，还可以构成双母线接线，并装设防止误操作的设施。手车式开关柜不需要装设隔离开关，在手车上配有隔离插头。同类手车可以互换，并可拉出手车检修断路器，以减少检修停电时间，但它只能用于单母线接线。

在6～10kV出线上带出线电抗器时，为了简化6～10kV屋内配电装置的结构，便于施工和运行管理，也可以采用装配与成套混合式的两层布置。在上层布置双母线成套开关

柜，在底层则装配布置电抗器与断路器；或者在上层布置装配式双母线和隔离开关，在底层布置电抗器和成套开关柜。

wuwai peidian zhuangzhi

屋外配电装置

（outdoor switchgear）　将断路器、隔离开关、电流互感器、电压互感器、阻波器、耦合电容器和避雷器等电气设备布置在屋外的配电装置。设备露天布置，母线和设备之间的连接导线利用构架架设或支架支撑，是110kV及以上配电装置常用的一种布置型式。

屋外配电装置（见图）占用的土地面积和空间由电气设备的外形尺寸、安装方式、导体型式和架设支撑方式、带电检修和维护搬运的安全距离，以及电气绝缘距离等因素决定。



220kV 配电装置（娄延旭　摄）

布置型式　根据电气设备布置安装的高度及母线布置方式不同，屋外配电装置有低型、中型、半高型和高型等几种布置型式。当设备为落地布置，周围需要设置防护围栏的为低型布置，也称低型屋外配电装置。设备安装在支架上或较高的基础上，设备周围不需要设置防护围栏的为中型布置（见中型屋外配电装置）。母线在设备上方的为半高型布置（见半高型屋外配电装置）。双母线接线时两组母线上下两层重叠布置，母线隔离开关在上层操作，并且可以上人巡视维护的为高型布置（见高型屋外配电装置）。

低型屋外配电装置因占地过大，已很少采用。中型屋外配电装置的占地面积也较大，在220kV及以上屋外配电装置中用得较多。1970年以后，中国逐步发展了半高型和高型屋外配电装置，在110～220kV屋外配电装置中得到较多的采用，它所占用的土地面积显著减少。各种型式屋外配电装置的比较和适用范围见表。

为了减少屋外配电装置的占地面积，除了采用合适的布置型式外，选择合适的导线和电气设备型式，也会取得更显著的效果。采用硬管母线与采用软母线相比可以缩小母线相间距离、缩小配电装置的纵向尺寸和降低构架高度，但对防污秽、防微风、抗震和抗不均匀基础沉陷等均需采取相应的措施。合理地选择隔离开关的结构型式，也可节约土地。母线隔离开关采用单柱垂直开启式隔离开关，可以直接布置在母线下方，减少了母线隔离开关的纵向长度。采用组合电器或气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）也可压缩配电装置纵向尺寸、节省占地面积。

各种型式屋外配电装置的比较和适用范围

型式	中　型	高　型	半高型
施工条件	一般，但双层构架和悬臂梁的施工较复杂	主母线、旁路母线及其隔离开关需重叠布置，结构较复杂，施工工作量较大	一组母线及其隔离开关需高位布置，增加了施工工作量
运行条件	巡视维护方便，抗震性能较好	巡视维护较不方便，抗震性能差	巡视维护尚方便，抗震性能稍差
检修条件	导线上人检修和带电作业均较方便	较不便	一般
适用范围	占地面积较大，在地震区或土地贫瘠地区采用较多	节约用地效果较显著，用于人多地少、需占用农田及位置狭窄地区，但不宜用于地震基本烈度为9度及以上的地震区	

最小安全净距　在屋外配电装置各种间隔距离中，最基本的是空气中的最小安全净距 A 值，它表明带电部分至接地部分（A_1 值）或同回路的不同相之间（A_2 值）的最小安全净距。由于相间闪络的后果比相对地闪络更严重，此外在500kV及以上电压等级配电装置中 A 值由操作过电压状态控制，而空气间隙操作波放电特性受电极形状的影响很大，相-地和相-相电极形状差别较大，故相对相的 A_2 值比相对地的 A_1 值大，中国的大11%～13%，日本的大25%，美国的大15%～20%，英国的大10%。

除 A 值外，还有 B、C、D 值，它们是在 A 值的基础上，加上运行维护、检修、搬运电气设备和检修工具的活动范围及施工误差等尺寸而确定的。B 值是指带电部分至栅栏、遮栏以及可移动设备在移动中至无遮栏带电裸导体的净距。C 值主要是保证人举手时，手与带电裸导体之间净距不小于相对地的 A_1 值，对500kV及以上电压等级配电装置则按满足地面静电感应允许标准考虑。D 值是保证配电装置检修时，人和带电裸导体之间净距不小于相对地的 A_1 值。

Wuhan tegaoya jiaoliu shiyan jidi

武汉特高压交流试验基地

（Wuhan UHVAC test base）　位于湖北省武汉市江夏区凤凰山南，占地面积233 334m^2，2008年12月建成投运。主要试验条件及设备包括特高压试验电源、1km单回特高压试验线段、1km同塔双回特高压试验线段、电磁环境实验室、环境气候实验室、特高压设备带电考核场、7500kV户外冲击试验场、特高压交流电晕笼、车载式移动电磁兼容现场测试系统、动热稳定实验室和其他辅助设施，可开展特高压输电线路电晕特性，电磁环境水平，低气压、污秽、覆冰等条件下的长串绝缘子外绝缘特性试验研究，并对特高压电气设备进行全电压、全电流条件下模拟长期实际运行考核试验。基地鸟瞰图如图所示。

试验电源及辅助设施　主要包括3台单相1100kV变压器、电容式电压互感器（CVT）、电流互感器（TA）、避雷器、220kV电源接入系统以及综合控制楼等建筑物。可实现两个主要功能：①为1000kV单回、双回试验线段提供 $1.1\times1100/\sqrt{3}$kV 三相工频电压；②为特高压设备带电考核

场提供三种电压等级：$1.1\times1100/\sqrt{3}$、$1.1\times800/\sqrt{3}$、$1.1\times550/\sqrt{3}$kV 三相工频电压，通过改变特高压变压器的输入电压（36、27、18kV）进行电压调节。

特高压交流试验线段　包含 1km 单回特高压试验线段、1km 同塔双回特高压试验线段，这两条试验线段均由 2 基耐张塔和 2 基直线塔组成“耐-直-直-耐”三个档距，其几何尺寸可调。试验线段为进行特高压输电线路电晕特性试验研究、特高压输变电工程对电磁环境影响的试验研究、绝缘子串积污特性研究和综合参数（雷电、污秽、覆冰、振动等）在线监测研究提供了条件，同时也为进行特高压线路带电作业间隙及带电作业方式研究提供了平台。



武汉特高压交流试验基地鸟瞰图

电磁环境实验室　由 200m^2 的测量与观察室（其中屏蔽室 60m^2）和 120m×10m 试验场组成。试验区设置在特高压试验线段中间的下方，试区内布置有地面场强自动测量点和民房模型，配备耦合电容器、工频电场仪及连续记录系统、测量接收机及配套天线、噪声探头及记录系统和气象参数连续记录系统，并采用光缆将数据送至电磁环境实验室。电磁环境实验室可进行特高压线路电磁环境参数全天候测量、特高压线路与各类无线电台（站）的防护间距、特高压设备的电磁兼容性问题等课题的研究。

特高压设备长期带电考核场　可对 GIS（气体绝缘金属封闭开关设备）、AIS（空气绝缘开关设备）、HGIS（介于 GIS 和 AIS 之间的新型高压开关设备）特高压设备进行全电压长期带电考核，设备带电考核场内建有电容式电压互感器（电流互感器）、避雷器、隔离开关或支柱绝缘子、GIS 等设备安装基础，建设双门型构架及母线，以便于被考核设备的安装和连接。特高压设备长期带电考核场可为提高特高压输变电设备的质量提供有效考核手段。

特高压交流电晕笼　横截面积 8m×8m，长 35m，可开展特高压输电用的不同分裂数、不同分裂间距、不同子导线半径的导线在不同天气条件（干燥和淋雨）和不同试验电压（场强）下的电晕特性试验研究，主要包括起始电晕特性、电晕损失、噪声和无线电干扰等，为 1000kV 交流特高压输电线路导线结构的设计和选型提供参考。

环境气候实验室　由气候模拟厅、制冷系统、喷淋系统、雾系统、电源系统组成。气候模拟厅净空直径 20m、高 25m，最低试验温度 −19℃，最低气压 0.05MPa，配备 390kW 制冷系统、喷水覆冰系统、热雾系统、冷雾系统。工频交流试验变压器为 3×500kV 串级变压器，前两级串接额定电压 1000kV，额定电流 6A，满足污秽试验要求，三级串接额定电压为 1500kV，额定电流 1A。直流试验电源额定输出电压 ±1000kV，输出电流 2A。实验室具备进行模拟海拔高达 5500m 环境下的特高压交、直流长串绝缘子污秽试验、覆冰或融冰闪络试验及其他外绝缘特性试验的能力。

7500kV 户外冲击试验场　拥有 7500kV/750kJ 冲击电压发生器、分压器及其测量系统，能产生 1.2/50μs 的标准雷电冲击波、250/2500μs 的标准操作冲击波和波前时间为 1000μs 及 2500μs 的长波前操作冲击波，具有较宽的调波范围。为方便试品布置，还建设有 70m×70m 的门型架构。

车载式移动电磁兼容现场测试系统　由电磁骚扰暂态测试车（测试方舱）和电磁环境测试车组成，可进行变电站/换流站暂态电磁骚扰现场测量、变电站/换流站设备现场抗扰度试验、输变电工程电磁环境监测。

动热稳定实验室　占地面积 3847m^2，可进行低压电器产品、6300kV·A 及以下电力变压器产品的 200kA 大电流短路试验，开展 10kV（20kV）短路试验，包括变压器短路承受能力试验及金属封闭开关设备和绝缘子的电弧试验；开展多磁路温升试验，包括电器产品的温升试验和低压元件的脱扣特性试验。



Xijiao 220kV biandianzhan jingzhi tongbu buchang zhuangzhi gongcheng

西郊 220kV 变电站静止同步补偿装置工程 (static synchronous compensator project at Xijiao 220kV substation)

安装于上海黄渡分区西郊 220kV 变电站，该变电站位于上海市普陀区武宁路 600 号，属于中间变电站。黄渡变电站通过西郊变电站向 6 个变电站供电。该装置的输出与 2 号变压器的 110kV 母线相连，主要作用为：①在系统故障时，迅速提供动态电压支撑，提高扰动后的最低电压和稳态电压，缩短系统电压恢复时间，减少低压释放负荷数量；②在系统故障及负荷突增时，对黄渡分区提供动态无功电压支撑，防止发生暂态电压崩溃；③结合 35kV 母线 4 组电容器的综合投切控制，保证 35kV 母线电压的稳定；④抑制母线电压振荡。

主要技术参数 上海西郊 220kV 变电站静止同步补偿装置（STATCOM）工程采用基于集成门极换向晶闸管（IGCT）的链式多电平结构，装置的主要技术参数见表。

主要技术参数表

参数名称	数 值
额定工作电压（kV）	10
额定容量（Mvar）	50
输出无功范围（Mvar）	−50～+50 连续变化输出
无功功率响应时间（ms）	小于 40
输出电压总谐波畸变率（并网前，%）	小于 5
输出电压总谐波畸变率（并网后，%）	小于 3
输出电流总谐波畸变率（%）	小于 3
输出电压不对称度（%）	小于 2
允许系统电压不对称度（%）	不大于 15
30s 过负荷能力（%）	120
1min 过负荷能力（%）	110
装置年可用率（%）	大于 92
损耗（%）	1.3
环境温度（阀厅，℃）	+15～+30
环境温度（室外，℃）	−10～+48

工程特点 该装置（见图 1）于 2006 年 2 月 28 日在上海黄渡分区西郊变电站并网运行，由三相链式电压源换流器、6 台系统连接电抗、10kV 断路器、主变压器、控制与保护系统、监测与故障诊断系统、水冷却系统和辅助设备等组成。系统连接电抗、主变压器及水冷却系统散热装置安装于室外，室内分为 10kV 开关室、控制室、阀厅及水冷室。控制室安装有 8 面低压控制屏，分别为主变压器保护屏、交流电源屏、直流电源屏、操作柜、起动电源屏、监测屏、控制屏和故障录波屏。图 2 为工程的系统构成图，图 3 为工程的平面布置图。装置的整体构成按功能可分为主电路、控制与保护系统、监测与故障诊断系统、水冷却系统 4 个部分。



图 1 西郊 220kV 变电站静止同步补偿装置工程现场

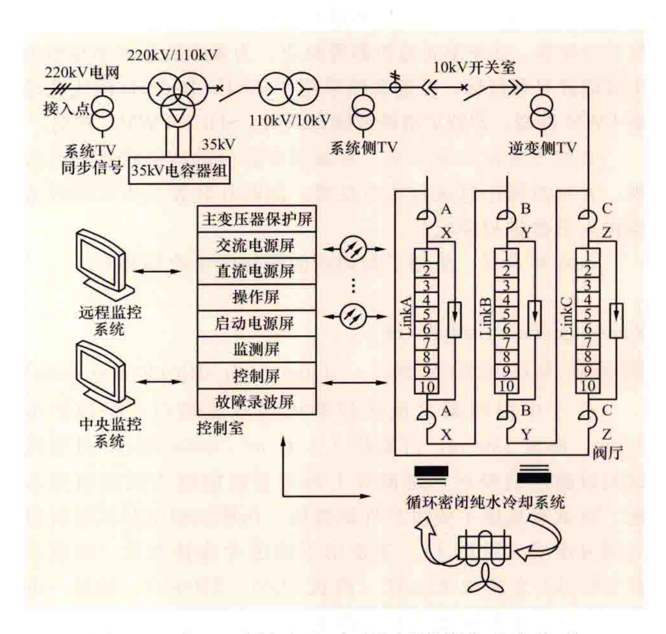


图 2 西郊 220kV 变电站 STATCOM 系统构成

主电路 由起动/直流电压平衡电路、链式电压源换流器、系统连接电抗、主变压器和开关等组成，是 STATCOM 装置与系统交换有功功率与无功功率的环节。

（1）起动/直流电压平衡电路。装置的起动方式为他励起动，采用起动整流器向电压源换流器供给直流电源，从换流器侧使主变压器励磁，然后将 STATCOM 装置接入系统，此后可将起动整流器与装置断开。由于采用了交换脉冲的

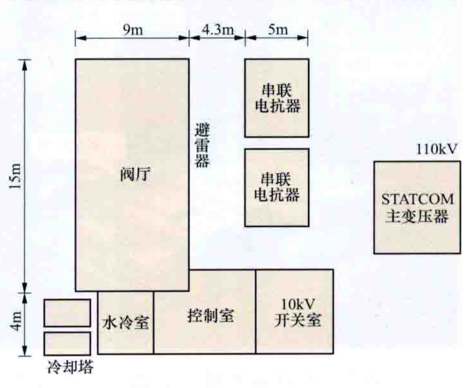


图 3 西郊 220kV 变电站 STATCOM 平面布置图

方法来进行直流电压平衡的控制，因此，起动充电电路不需要为控制直流电压平衡而交换能量。

(2) 链式电压源换流器。它是 STATCOM 装置主电路的核心部分，采用模块化结构，每相由 10 个单相换流器串联而成，其中 1 个单相换流器为冗余运行，用于提高装置可靠性，功率器件选用集成门极换向晶闸管（IGCT）。每相换流器两端连接一台氧化锌避雷器，用于对 IGCT 阀进行瞬态过电压保护。换流器输出线电压为 10kV，输出相电流为 1670A，换流器直流侧电压最高为 2.3kV。三相换流器的各相输出两端分别连接一个空心电抗器后组成三角形连接，这种接线方式允许 3 个单相 STATCOM 实现分相控制，更好地提供电压支撑作用。

(3) 主变压器。采用普通电力变压器接入系统，避免引入多重化变压器，减少了占地面积，降低了装置成本，同时也避免多重化变压器励磁回路中剩磁和饱和非线性导致的装置过电压和过电流。

控制与保护系统　由测量环节、控制器、脉冲发生器、脉冲分配器、功率单元监控器等组成。为兼顾装置效率和输出电流谐波双重目标，控制系统采用了 150Hz 和 50Hz 的优化谐波 PWM 控制，即特定消谐波脉宽调制（SHE-PWM）控制。

监测与故障诊断系统　对装置各部分的运行状态进行监视，并对故障信息进行实时报警，同时在装置发生故障时为维护人员提供故障定位。

水冷却系统　采用了封闭式的循环纯水冷却技术。

Xizang gaohaiba shiyan jidi

西藏高海拔试验基地　(Tibet high altitude test base)

位于中国西藏自治区拉萨市当雄县境内，距拉萨市 95km，海拔 4300m，占地约 4.4 万 m^2，2008 年 10 月首批试验设施建成投运，是世界上海拔最高的电力试验研究基地。该试验基地主要由户外试验场、污秽试验室和试验线段三部分组成（见图 1），主要用于满足青海格尔木—西藏拉萨±400kV直流输电工程（海拔 3000～5300m）、锦屏—苏南±800kV直流输电工程、西北 750kV 交流输电工程以及将来西藏采用特高压直流输电实现藏电外送的工程建设需要，同时满足开展高海拔地区输变电工程长间隙放电特性、设备电晕特性和输电线路电磁环境相关参数的海拔修正等研究。

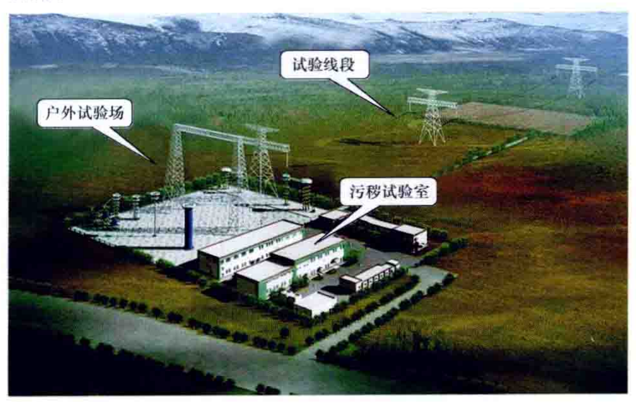


图 1　西藏高海拔试验基地总平面布置效果图

户外试验场　长 180m，宽 100m，主要包括：1 基 50m×50m 门型塔（用于悬挂各种试品）、4200kV/200kJ 冲击电压发生器、2 台 330kV/3A 工频串级试验变压器、+1000kV/0.1A 和 −1500kV/0.1A 的直流电压发生器以及测控楼和设备存储间等附属设施。能够进行高海拔条件下站内、线路等各种空气间隙的雷电、操作冲击试验（见图 2）研究；高海拔下电气设备电晕特性研究；高海拔下带电作业技术研究；高海拔下各种设备的雷电、操作、交直流耐压等试验研究（以及高海拔下各类放电机理等基础性研究）等。

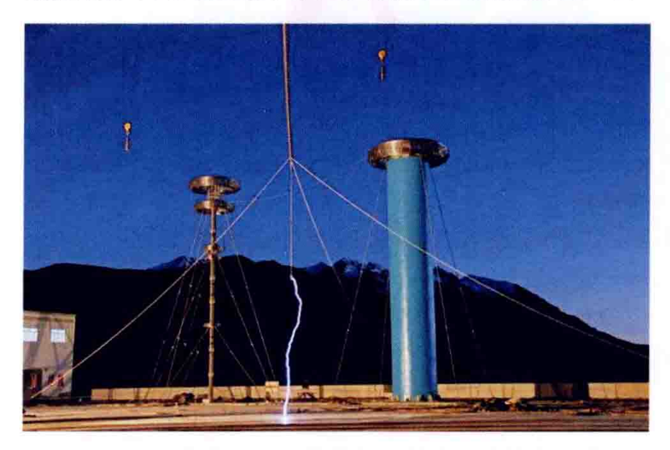


图 2　户外试验场操作冲击放电试验

污秽试验室　包括 10m×10m×12m 雾室、±250kV/4A 直流电源、测控楼及试品准备间。主要进行高海拔条件下的各类站用、线路绝缘子、避雷器的人工污秽、淋雨等试验研究。

试验线段　全长 500m，包括 3 基按±500kV 电压等级设计的杆塔，和户外场共用直流电源和工频电源，可以开展高海拔条件下导线电晕特性试验研究，高海拔下线路电磁环境研究。

xianlu-bianyaqizu jiexian

线路-变压器组接线　(transformer line block scheme)

通过一台断路器和隔离开关直接串联变压器与线路的接线方式，见图。其优点是断路器少，接线简单，投资省。缺点是灵活性和可靠性较低。线路故障或检修时，变压器停运；变压器故障或检修时，线路停运。这种接线适用于：①线路和变压器数量匹配时；②当发电厂内不设高压配电装置，直接将电能送至系统枢纽变电站时；③变电站初期的过渡接线。



线路-变压器组接线

xianlu daoxian shiyan

线路导线试验　(tests of overhead transmission line conductors)

为研究和检测架空线路导线力学和电气性能进行的试验。线路导线多为多股铝（铜）线或再加多股钢芯线绞制而成，在受力、受热后的应力状态和电气性能较为复杂，需采用导线力学性能测试和导线电气性能测试等手段来确定其各项性能指标，从而为线路设计、施工和运行部门提供有关参数，并对导线质量进行检验。

导线力学性能测试　主要有拉断力及弹性系数测试、导

线耐振试验、导线蠕变试验和导线线膨胀系数测量等。

拉断力及弹性系数测试　导线拉断力指导线承受拉力直至破坏时的拉力值。导线弹性系数指在导线弹性范围内导线应力与应变的比值。它们都是计算导线受力状态的重要参数。

(1) 试验装置。通常采用特制的卧式拉力机，其特点是测距长、拉力大。试验中采用液压加荷系统，配有高精度的拉力传感器、位移传感器及 x-y 绘图仪，测量导线拉力、伸长量和绘制应力应变图。

(2) 试验方法。试件两端采用压接管或用低熔点合金浇铸锚头。两钳口间试件有效长度应符合标准规定。

拉断试验时拉伸速度不大于 100mm/min，取试件被拉伸破坏时的表计读数作为试件的拉断力。测得的拉断力不低于导线计算拉断力的 95％为合格。弹性系数试验时，加载范围通常为计算拉断力的 15％～50％，一般进行 5 个负荷循环（加载后再卸载称为一个负荷循环）的试验。以第一次加载时所得的应力-应变曲线的直线部分斜率为导线起始弹性系数，以第五次加载时所得应力-应变曲线的直线部分斜率为导线最终弹性系数。

导线耐振试验　微风振动时导线在线夹出口处承受交变应力的反复作用，致使该处线材因累积振动所造成的疲劳而断裂。通过耐振试验，判定导线在规定振动强度条件下的耐振能力，同时获取张拉导线承受交变应力幅值与耐振次数（线股开始出现断裂时的振动次数）间的关系，为估算导线使用寿命提供依据。

(1) 试验装置。由试验线段、加荷装置、振动台及控制测量系统组成。试验线段的长度应满足导线振动稳定的要求，一般采用液压加荷、电磁式或液压式振动台。在导线振动的波腹处安装加速度传感器以测量波腹振幅，在悬垂线夹出口导线正上方贴有应变片以测量该处的动态弯曲应变值。

(2) 试验方法。试验时对导线施加 25％的计算拉断力的张力或平均运行张力值，振动频率取 20～40Hz 或更宽的范围。试验方法分两类：①以线夹出口处导线上的动弯应力（应变）幅值来表示振动强度；②用导线振动角（由波腹振幅值换算）表示振动强度。通过试验测量不同振动强度下的导线耐振次数。国际上较多采用第一类方法。中国采用第二类方法，取导线振动角为 30′，导线经 3×10^{7} 次振动后不发生疲劳断股为合格。

导线蠕变试验　导线蠕变是金属材料承受拉伸应力，随着时间的增加，导线内部晶体结构发生变化而引起的永久性伸长。它与张力、时间、温度、材料及线型等诸多因素有关。通过蠕变试验确定导线蠕变伸长特性，可为线路设计、施工提供对蠕变影响的处理依据。

(1) 试验装置。主要是蠕变试验机，分立式和卧式两类。立式蠕变试验机需有高大的受力构架，如框架式和圆筒式构架，导线需垂直布置。卧式蠕变机作水平布置，空间高度远小于立式的。蠕变试验装置还包括加载系统、测长系统和恒温系统。加载系统有：①快速加载系统，快速无冲击加载的加载过程在 30s 内完成，如杠杆式砝码加载、机械秤式加载；②缓慢加载系统，加载过程在 5min±10s 内完成，如液压加载系统。测长装置使用位移传感器测量蠕变伸长量，应测出 2mm/km 以上的应变。恒温装置使室内保持恒温，实验室以绝热材料隔热保温，由空调装置保持室内恒温环境，温度变化不超过±2.5℃。在进行高温蠕变试验时，将导线通以低压大电流或采用其他方式加热导线，用热电偶或铂式温度片测量导线温度。

(2) 试验方法：①将导线张力加至试验张力值的 75％开始读数；②加至试验张力值开始读数。加载开始阶段导线蠕变率大，读数的时间间隔要短些（以分钟计），以后蠕变率变小，读数时间间隔可长些（以小时计）。试验至少要持续 1000h。室温变化大于 1℃时，每 12h 记录一次温度。

(3) 数据处理。根据测试数据在双对数坐标纸上绘制整条应变与时间的关系曲线，再根据曲线拟合出导线蠕变的表达式。

导线线膨胀系数测量　导线受热后温度增高 1℃，导线增加的长度与原有长度的比称为导线线膨胀系数。一般用 α 表示（1/℃），它是用来计算导线温度变化时其受力状态变化的重要参数。

线膨胀系数是应用热膨胀试验机测量的，该机主要由加载装置、测伸长机构、测温机构及加热设施四部分组成。测试时一般将 4.5m 长的试件垂直置于密封筒中，在其下端加一定的荷重。测伸长的测定标距 L_0 为 1m，标距两端各装有电阻温度计，测伸长机构同时也垂直置于密封筒中。由加热设施对密封筒通入热风，由测温机构实测导线温度，同时测长机构测出加温后的伸长量 ΔL。每根试件按下述步骤反复试验并测量三次。每次试验均将试件由室温逐步加温至 90℃，其间每升高 10℃测伸长量一次。消除测长机构铟钢引伸杆的线膨胀影响后，试件的线膨胀系数 α 由下式确定

$$\alpha=\frac{\Delta L}{L_0\cdot\Delta t}+1\times10^{-6}$$

式中 Δt 为试件加热前后的温差，℃；1×10^{-6} 为铟钢的热膨胀系数。

导线电气性能测试　主要有直流电阻测量、交流电阻测量、允许载流量试验等。

直流电阻测量　采用双臂电桥或直流电位差计，在15～25℃环境温度下对导线试件通以适当的直流电流，测量其直流电阻值。

交流电阻测量　采用高精度交流电位差计和电子平衡指示器，对导线试件通以适当的交流电流，测量其交流电阻值。

允许载流量试验　架空导线在一定的气象条件和允许温升情况下的载流量称为允许载流量。允许载流量的大小与导线电阻、温升、风速、日照和表面状态等因素有关。允许载流量试验在模拟载流条件下的实验室中与交流电阻测量同时进行。

xianlu duidi juli ji jiaocha kuayue

线路对地距离及交叉跨越

(ground clearance and crossing of overhead transmission line)　为了保证输电线路的安全运行、避免对线下及周围物体造成危险和降低对环境影响的程度，输电线路在设计、建设和运行时对地和对线下跨越的物体应保持的一定距离。

输电线路对地距离　输电线路导线对地必须保持的一定

距离。根据输电线路的电压等级和通过不同的区域，由于控制条件的不同，线路对地距离有不同的要求。

110、220、330kV交流输电线路的对地距离由安全距离控制，在非居民区对地距离取6、6.5、7.5m；500、750kV交流输电线路的对地距离由地面电场强度控制，在非居民区对地距离取11、15.5m；直流线路的对地距离取值还要考虑离子流和综合电场强度的因素；特高压输电线路的对地距离还应考虑无线电干扰和可听噪声的影响；双回路和多回路输电线路的对地距离的取值应综合多项技术经济比较后合理确定。

输电线路交叉跨越　输电线路与其他线路如电信线、电力线、管道、索道、铁路和公路等物体相交，形成水平交叉角度的，称为交叉。输电线路跨越房屋、建筑、果树、林木、河流等物体，称为跨越。一般并不特别区分，统称为交叉跨越。输电线路与各物体交叉跨越时，为保证输电线路或双方都能安全运行，须遵守国家和有关部门制定的规定，保持一定距离。

根据被交叉跨越物体的重要程度不同，输电线路交叉跨越通常分为两类：第一类包括高速铁路、标准轨铁路、电气化铁路、高速公路、1级公路、城市高速路和电车道、1～2级通航河流、1～2级通信线、110kV等级及以上电力线、特殊管道及索道等；第二类包括居民区、窄轨铁路、2级及以下公路、城市主干道及以下道路、次要河流、3级通信线和配电线路等。

按照被交叉跨越物体的不同类别，输电线路的交叉跨越有不同的技术要求。

(1) 跨越杆塔及线夹型式。跨越一、二类物体可以采用直线型杆塔。除跨越河流外，均要用固定型线夹。特高压输电线路跨越重要铁路、高速公路时可考虑采用独立耐张段。

(2) 导线及架空地线接头。跨越一类物体时，导线及架空地线不得接头。跨越二类物体时不作限制。

(3) 邻档断线情况检验。跨越一类物体时，除通航河流、电力线及索道外，均应检验邻档断线后跨越档导线对被跨越物的交叉垂直距离。如跨越杆塔采用固定横担，且为分裂导线时，可不作检验。跨越二类物体时均不作检验。

(4) 通信线水平交叉角。对1级通信线的水平交叉角应不小于45°，对2级通信线的水平交叉角应不小于30°。

(5) 导线弧垂校验。输电线路与标准轨距铁路、高速公路及1级公路交叉时，当交叉档距超过200m时，弧垂应按导线温度为70℃或80℃计算。其他交叉情况按最高气温计算。

(6) 交叉跨越线路的相对布置。输电线路与通信线或电力线交叉跨越时，输电线路应架设在通信线的上方，电压等级较高的线路架设在电压等级低的线路上方。

(7) 与管道、索道交叉的要求。输电线路与管道、索道交叉时，管道、索道应接地。交叉点应避开管道的检查井等设施。与索道交叉时，如索道在上方，索道的下方应加装保护设施。

(8) 跨越林木的要求。为了减少超高压输电线路建设对环境的影响，新建线路对于集中的林木采取高跨的方式通过，避免大面积砍伐林木。

(9) 跨越杆塔的位置。输电线路的跨越杆塔位置与被交叉跨越物之间，按规定保持一定的水平距离。

xianlu ganta shiyan

线路杆塔试验 (tests of transmission pole & towers)

通过对线路杆塔结构的整体或主要部件进行试验，了解其工作状态和承载能力，以验证结构理论研究和设计计算方法的正确性，检验杆塔的力学强度、刚度、构件稳定性、加工工艺和质量是否满足工程需要。

根据试验目的和验收标准的不同，杆塔试验分为验证试验和抽样试验两类：①验证试验。凡采用新材料、新型式、新工艺和新计算理论，或者验证新的设计标准、检验杆塔设计特性的符合性等，都要进行验证试验，目的是验证新技术是否安全可靠，新计算理论是否合理。试验杆塔宜采用整体结构，也可以先采用模型试验或局部构件试验，然后再进行真型试验。②抽样试验。用于批量使用前或生产过程中杆塔的制造质量、材料质量的检验。采用真型试验，样品应从杆塔产品批中随机抽取。铁塔抽样试验一般在专设的杆塔试验站进行，电杆抽样试验也可在线路现场进行。

杆塔试验须根据试验标准及要求，选择合理的试验工况，应用适合的试验设施来完成。

试验标准及要求　国际上采用国际电工委员会（IEC）制定的IEC 60652 *Loading tests on overhead line structures*。一般应满足下列要求：①凡验证试验，试验塔的钢材、螺栓的规格和品种质量、焊接尺寸、构件截面性质和生产工艺与工程中的铁塔一致。有的国家还要求试验塔钢材的防腐蚀镀层也要与工程中的铁塔相同。②试验塔必须牢固地连接在基础上，不致因基础位移产生铁塔次应力而影响试验准确性。③加荷步骤一般按50%、75%、90%、95%及100%的增量施加，如果委托方要求，可增加荷载级别。④加荷时应避免冲击效应影响，但试验中节点滑移是允许的。加荷误差应控制在一定范围内，在50%～95%加荷时，允许误差为±1%，100%加荷时允许误差为0%～+2%。各工况100%级别的荷载最少持续1min，最多5min。⑤试验合格标准：杆塔试验完毕卸去荷载后，主要受力构件无明显局部变形或断裂，杆塔位移在允许范围内。出现螺孔或螺杆变形、辅助构件的局部永久变形是允许的。

试验工况　用于杆塔结构试验加载的荷载组合。杆塔试验一般包括四种类型的工况：①运行情况下的最大风速荷载，要考虑风向垂直于线路和风向与线路走向成45°或60°角的情况；转角杆塔还应包括线条角度张力的作用；②运行情况下的导线、地线的覆冰荷载；③断线情况下的导线、地线的不平衡张力；④安装情况下的导线、地线紧线荷载以及起吊安装荷载（包括附件）。在验证试验中，完成了规定的试验项目后钢材尚未达到屈服点，或构件尚未丧失稳定，也可继续加载作破坏性试验，以观测杆塔破坏情况，利于今后改进设计。

试验设施　杆塔试验站宜建在交通方便和不易受到电磁干扰的地区，主要设备和构筑物是万能基础、加荷塔、测量及控制系统，还有中央控制室、加荷室、组装场和起重吊车等，加荷设备多为液压缸和卷扬机。一般只做杆塔静载试验，要做断线冲击或软横担（以钢索作为导线横担）杆塔动态受力试验时，还应设置一定长度的试验线段和若干基

杆塔。

万能基础 一种可用于固定试验杆塔的基础装置。在试验过程中该基础要保持稳定，以保证杆塔试验结果的准确性。万能基础的规模和适用范围根据被试杆塔的电压等级、承受荷载而定，其外形可分为大块式（见图1）和十字式（见图2）两种。大块式万能基础适用于正侧面尺寸不同的杆塔，使用范围较广。十字式万能基础仅适用于正侧面尺寸相同的杆塔。按基础与试验杆塔的连接型式，万能基础又可分为沟槽式和预埋地锚式。沟槽式是在基础上设置若干条地下沟槽，上面配以活动钢梁，以适应被试杆塔的底部尺寸，再将被试杆塔的塔腿固定在钢梁上。预埋地锚式又有露出基础面的螺栓和埋于基础面下的螺母两种，在被试杆塔的塔腿处用锚栓固定四块锚板，再将被试杆塔的底板固定在锚板上。

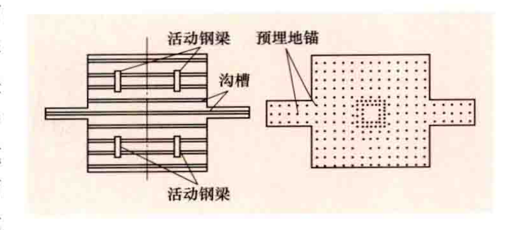


图1 大块式万能基础

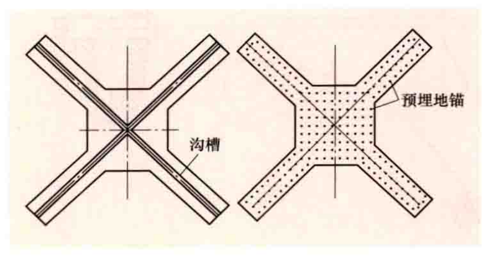


图2 十字式万能基础

加荷塔 对试验塔施加水平荷载时的支撑结构。线路杆塔试验站一般设置纵向加荷塔和横向加荷塔，呈L形布置，对试验塔分别施加顺线路方向和垂直于线路方向的荷载。如果需要实现杆塔扭转工况的试验，还需设置反向加荷塔。加荷塔的高度宜高于试验塔的高度。纵向加荷塔的宽度宜与试验塔的导线横担宽度相近。横向加荷塔的宽度宜与试验塔的最大塔身宽度相近。反向加荷塔一般受力不大，其宽度和结构可根据实际情况设计和选择。如果杆塔实验站位于山谷中间，可利用地形降低加荷塔的高度，或取消加荷塔，直接在岩壁上设置锚固点施加荷载。

测量及控制系统 主要指力测量、位移测量、构件应变测量和荷载控制系统。

（1）力测量系统。均采用测力传感器测量，传感器尽量靠近加载点。加载点上同时施加垂直力和水平力时，可使用角度传感器。垂直力较小的情况下，也可采用荷重块。所有测力传感器均与荷载控制系统相连。每次试验前，测力传感器必须进行标定。

（2）位移测量系统。一般采用全站仪或数字化程度较高的经纬仪，由人工观测，数据上传至计算机后，由专用程序进行数据处理、存储和管理。也有试验站采用图像测量和光学仪器测量系统。

（3）构件应变测量系统。主要有机械式测试仪和电测仪两大类。随着技术发展，机械式测试仪已基本不再使用，主流技术是使用应变传感器、静态应变仪或动态应变仪、计算机和专用程序组成测量系统，记录和监控构件应变的变化过程。应变传感器多使用电阻应变片，在实验室内进行科研试验时也可使用光栅应变计等其他类型的传感器。

（4）荷载控制系统。为提高试验的自动化水平和加载精度及同步性，实验站配备加载控制系统，协调各加载单元（液压缸或卷扬机）的加载步骤和速度，由计算机自动控制加荷过程并测量各加载点的力值。

xianlu jinju

线路金具 (fittings of transmission line)

在架空输电线路上用于悬挂、固定、保护、连接、接续架空线或绝缘子，以及在拉线杆塔的拉线结构上用于连接拉线的金属器件。一般分为悬垂线夹、耐张线夹、连接金具、接续金具、保护金具、拉线金具和跳线金具七类。

悬垂线夹 在直线杆塔上悬挂架空线的金具。架空线被固定在悬垂线夹上，起到悬挂和一定的紧握作用，再经其他金具及绝缘子与杆塔的横担或地线支架相连。悬垂线夹包括有船体包裹悬垂线夹和预绞式悬垂线夹。

有船体包裹悬垂线夹 其结构包括一个具有线槽的马鞍形船体、压紧架空线的紧固件及挂板。安装时，将架空线放入线槽，收紧紧固件使架空线不滑动。船体两端出口为弧形，当架空线下垂时可降低其弯曲应力。对悬垂线夹的设计要求包括机械强度、对架空线的握力、适当的线槽出口曲率和较小的电磁损耗（悬挂导线时）四个方面。

悬垂线夹的机械强度，要求在正常运行情况时能承受架空线的重力（含覆冰和风荷载）。在断线情况下挂板处能承受导、地线断线张力（或分裂导线不平衡张力）。

悬垂线夹的握力应大于在各种正常运行情况下线夹所受到的不平衡张力，在断线情况下应大于导、地线断线张力（或分裂导线不平衡张力）。为避免架空线产生过大的附加弯曲应力，悬垂线夹线槽出口弯曲段的曲率半径应不小于架空线直径的8倍。

以往悬垂线夹多采用可锻铸铁材料制造，导线流过电流产生磁滞和涡流损耗。为减小电能损失，电压等级330kV及以上线路已采用铝合金悬垂线夹。铝合金线夹表面光滑，具有减轻电晕放电现象的优点，又称防晕线夹。在较低电压线路上也逐步推广非磁性材料的线夹。

悬垂线夹在运行中由于两侧架空线的下垂角不同而成偏转状态。悬垂线夹按偏转轴的位置不同而分为中心回转式、下垂式和上扛式三种。中心回转式的回转轴恰在架空线中心线上，下垂式、上扛式悬垂线夹回转轴分别在架空线的下方和上方。

一般单导线采用中心回转式悬垂线夹。为增加导线输送容量，并减小线路的电晕损耗和电磁环境影响，输电线路采用大截面、多分裂导线，通过联板把悬垂线夹组合成二分裂（交流110、220、330kV线路用），四分裂（交流220、330、500kV，直流±500kV线路用），六分裂（交流500、750kV，直流±800kV线路用），八分裂（交流1000kV线路用）导线悬垂串，如图1所示。二分裂导线可水平和垂直排列，图1中仅表示垂直排列方式。三分裂导线使用较少。

预绞丝式悬垂线夹 具有结构简单、安装方便等优点，其基本结构由预绞丝护线条、橡胶护套、铝合金线夹和挂板组成。预绞丝是选用强度及防腐性能好的铝合金丝、铝包钢

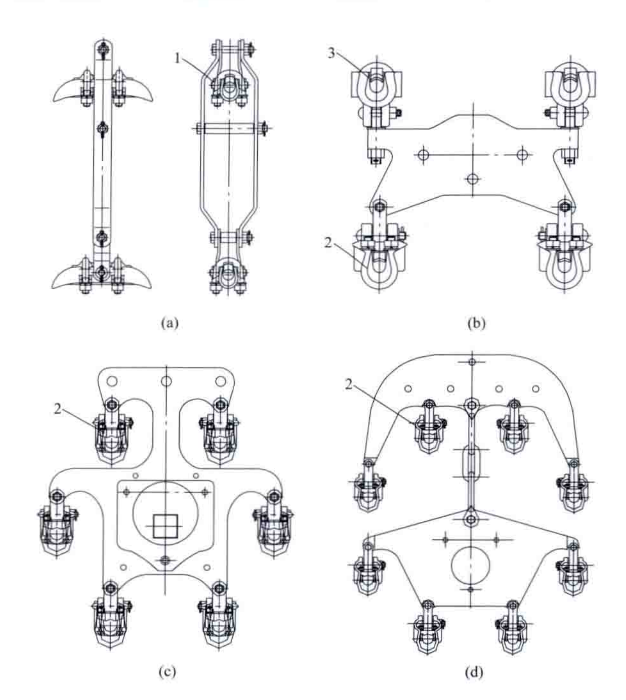


图 1 分裂导线悬垂串

(a) 二分裂悬垂线夹；(b) 四分裂悬垂线夹；
(c) 六分裂悬垂线夹；(d) 八分裂悬垂线夹
1—中心回转式；2—下垂式；3—上扛式

丝、镀锌钢丝等金属丝预制成螺旋形的股丝，箍扎在架空线外层，如图 2 所示。

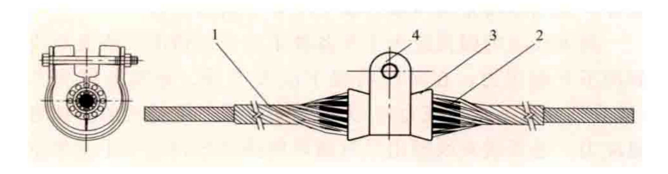


图 2 预绞丝式悬垂线夹

1—护线条；2—橡胶护套；3—铝合金线夹；4—挂板

耐张线夹 在一个线路耐张段的两端固定架空线的金具。耐张线夹按其结构和安装方法分为压缩型、螺栓型、楔型和预绞式四类。采用压缩型耐张线夹需将导线切断压接，既实现机械的固定又实现电气连接。采用螺栓型、楔型、预绞式耐张线夹不需切断导线，故只实现机械的固定。

压缩型耐张线夹 一般由铝（铝合金）管与钢锚组成，钢锚用来接续和锚固导线的钢芯，铝（铝合金）管用来接续导线的铝（铝合金）线部分，以压力使铝（铝合金）管及钢锚产生塑性变形，从而使线夹与导线结合为一整体，如图 3 所示。用于地线的压缩型耐张线夹，一般仅由钢锚组成。压缩型耐张线夹的安装，一般分为液压和爆压两种方式，前者通过液压机施加压力，后者用导爆索或太乳炸药爆炸产生的压力，不仅能紧紧将导线握住，同时还能得到可靠的电气连接。

螺栓型耐张线夹 由线夹本体、压块和 U 型螺栓等构成，其结构如图 4 所示。线夹握力来自两方面：①线夹后面部分由压块压力所产生的摩擦力和许多小波浪形所产生的弧面摩擦力；②线夹前部弧面所产生的摩擦力。对于一定长度的弧面，曲率半径 R 越小摩擦力越大，但 R 过小又将增大导线上的附加弯曲应力，所以选择 R 值要适当。螺栓型耐张线夹可用锻铸铁制造，由于电磁损耗较大，线夹本体部分已逐渐被铝合金代替。

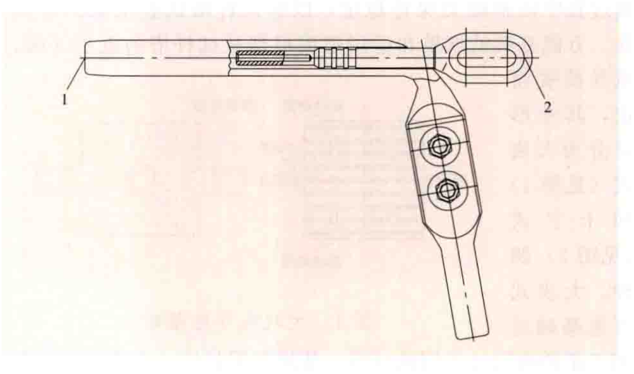


图 3 压缩型耐张线夹

1—铝管；2—钢锚

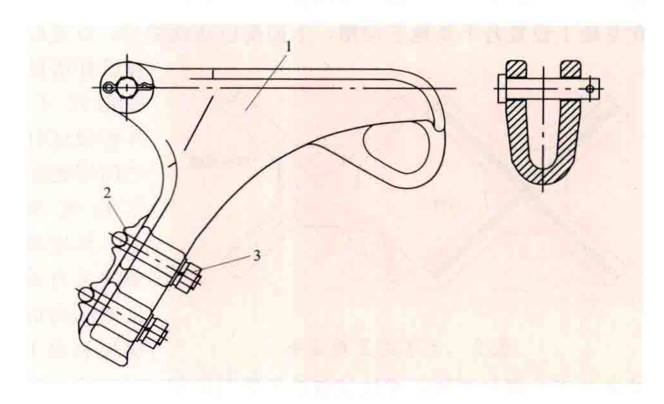


图 4 螺栓型耐张线夹

1—线夹本体；2—压块；3—U 型螺栓

楔型耐张线夹 主要由线夹本体和楔块构成，一般用在绝缘导线和钢绞线上，其结构如图 5 所示。当绝缘导线和钢绞线受力时，带动楔块越挤越紧，对线夹本体产生正压力，从而产生摩擦力将导线固定。用于绝缘导线楔型耐张线夹的本体材料采用铝合金；用于钢绞线的楔型耐张线夹本体及楔块均采用可锻铸铁，由于施工时要将钢绞线弯曲，故一般用于截面为 150mm² 及以下的钢绞线。

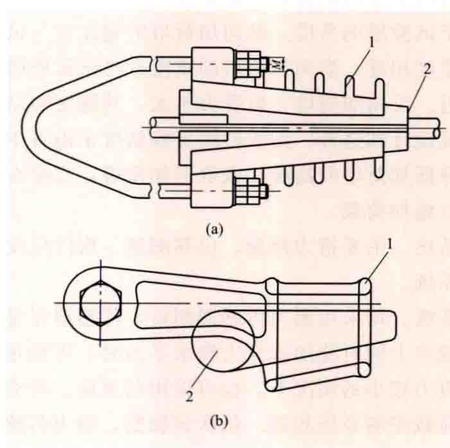


图 5 楔型耐张线夹

(a) 绝缘导线用；(b) 钢绞线用
1—线夹本体；2—楔块

预绞式耐张线夹 由预绞丝组和半圆形挂环组成。预绞丝是选用强度及防腐性能好的铝合金丝、铝包钢丝、镀锌钢丝等金属丝预制成螺旋形的股丝，其成形孔径要小于被夹线缆的外径，这样才能在线缆上形成预紧力。为了增加线夹的

握紧力，在预绞丝内侧涂洒小颗粒的金刚砂，以增大预绞丝与被夹体之间的摩擦力，如图 6 所示。

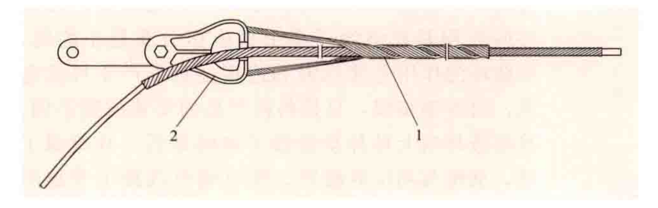


图 6　预绞式耐张线夹
1—预绞丝组；2—半圆形环

连接金具　在悬垂绝缘子串和耐张绝缘子串中起连接作用的金具。它的种类非常多，在各种绝缘子串及金具组合串中，除线夹、保护金具和绝缘子外，其余均为连接金具。如球头挂环、碗头挂板、U 型挂环、直角挂环、延长环、直角挂板、平行挂板、U 型挂板、联板、调整板等。连接金具的连接型式分为槽型连接、环型连接和球型连接三种。球型连接的球头挂环和碗头挂板是与绝缘子的钢帽和钢脚相连接的金具。除了要求有足够的机械强度以外，对各种尺寸的准确性要求也很高，以保证运行安全并有互换性。

与横担连接的第一金具受力复杂，磨损较大，因此要求第一金具在张力、水平力和垂直力作用下有良好的铰接性能，在上、下、左、右四个方向都需要灵活转动。对大截面、多分裂导线，一般选用专用的联塔金具。

相邻连接金具的选择原则是环与环或螺杆与螺孔之间"面接触"连接，不允许发生环与螺杆连接的"点接触"或"线接触"，以避免金具产生过大的弯矩和过大的接触压力。连接金具的荷载等级和连接部位的尺寸按系列化、标准化设计。随着线路电压等级的提高和大截面导线的应用，连接金具及其配套的螺栓等紧固件的强度要求也提高。为减小尺寸、减轻重量，连接金具逐渐采用高强度钢制造。

接续金具　用于架空线端头及跳线接续的金具，分为承力型接续金具和非承力型接续金具两种。

承力型接续金具　输电线路的架空线需用接续金具来连接。对于导线，接续金具不但要接续好电流通路，而且还要承担导线的张力，其强度和握力都须不低于导线计算拉断力的 95%。

承力型接续金具有钳压、液压和爆压三种型式。钳压型接续管的管体和垫片均用纯铝制造，用在截面积为 185mm^2 及以下的铝绞线或截面积为 240mm^2 及以下的钢芯铝绞线上。安装时，用压钳在两边错位压上凹痕，使管内的导线形成波浪弯曲，产生强大的摩擦力将导线握住。垫片的作用在于使压接时的荷载均匀分布，并降低压接处的导线应力集中程度。液压型、爆压型接续管的压接原理与液压型、爆压型耐张压接管相同，钢管用以压钢芯，铝管用以压铝绞线。

非承力型接续金具　用在不带张力的导线上，仅起接通电流作用的金具，如耐张型杆塔上跳线连接用的跳线线夹和并沟线夹等。

保护金具　改善或保护导线以及绝缘子金具串的机械与电气工作条件的金具。有机械保护金具和电气保护金具两类。

机械保护金具　安装在导线上对导线作机械性质保护的任何附属器件。机械保护金具有防微风振动金具、间隔棒和防舞动金具三种。

（1）防微风振动金具。有防振锤和护线条两类。防振锤通常安装在线夹附近，当微风引起的导线振动频率与锤头的任一谐振频率接近时，便产生共振。锤头运动消耗的功率起到抑制导线振幅和消振的作用。1925 年，美国采用斯托克布里奇型防振锤，该防振锤的锤头一般有两种运动形式，一种是锤头绕线夹固定点跃动，另一种是锤头绕本身重心旋转，因此防振锤有两个谐振频率。1968 年，意大利生产出 4R 型防振锤，其特点为两端锤头重量不同，线夹位于两端的间距也不相等，这样就可以获得四个谐振频率。日本在 1948 年开发出双扭防振锤，英国也制造出狗骨头型防振锤，它们共同特点是将锤头制成偏心的茄子形或狗骨头形，相互对称并与线夹成 60°安装在线夹两端的钢绞线上，利用变形和股线之间的摩擦消耗能量，该种防振锤具有较多的共振频率和较宽的频带。各种防振锤如图 7 所示。

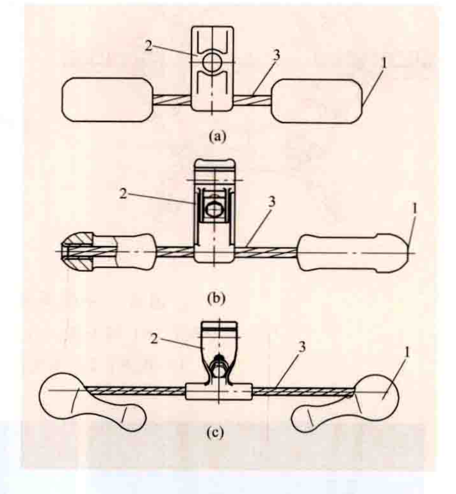


图 7　防振锤
(a) 斯托克布里奇型；(b) 4R 型；(c) 狗骨头型
1—锤头；2—线夹；3—钢绞线

护线条是包缠在线夹处导线外面的条状金具。它是用加强导线刚度的方式来达到减小导线受到的动弯应力，从而提高导线的耐振能力。美国学者还发现，护线条也能将导线振幅抑制 20%左右，而设计正确的防振锤却能抑制 80%以上。在已经装有防振锤的线路上再装护线条，可使防振效果进一步加强。现在采用的均为预成形式的预绞丝护线条，安装十分方便。

（2）间隔棒。安装在分裂导线上，固定各分裂导线间的间距，以防止导线互相鞭击、抑制微风振动和次档距振荡的金具。间隔棒一般安装在档距中间，相隔 50～60m 安装一个。二分裂、四分裂、六分裂、八分裂导线的间隔棒如图 8～图 10 所示。分裂导线安装间隔棒后与无间隔棒的振动振幅比较，二分裂导线减小 50%，四分裂导线减小 87%～90%。对间隔棒的主要要求是线夹须有足够的握力，且在长期运行中不允许松动，整体强度须能耐受线路短路时各分裂导线的向心力和在长期振动下的疲劳。

间隔棒从使用性能上可分为阻尼和刚性两大类，阻尼式间隔棒在其活动部件内嵌进耐磨橡胶垫，利用胶垫的阻尼来消耗导线振动能量，进而对导线振动产生阻尼作用。没有这种橡胶垫的则为刚性间隔棒，由于消振性能较差，一般用于不易产生振动的区域或用于跳线间隔棒。

（3）防舞动金具。防止导线单侧覆冰而产生大幅度舞动的金具。导线舞动破坏性很大，常会导致相间短路、损坏绝

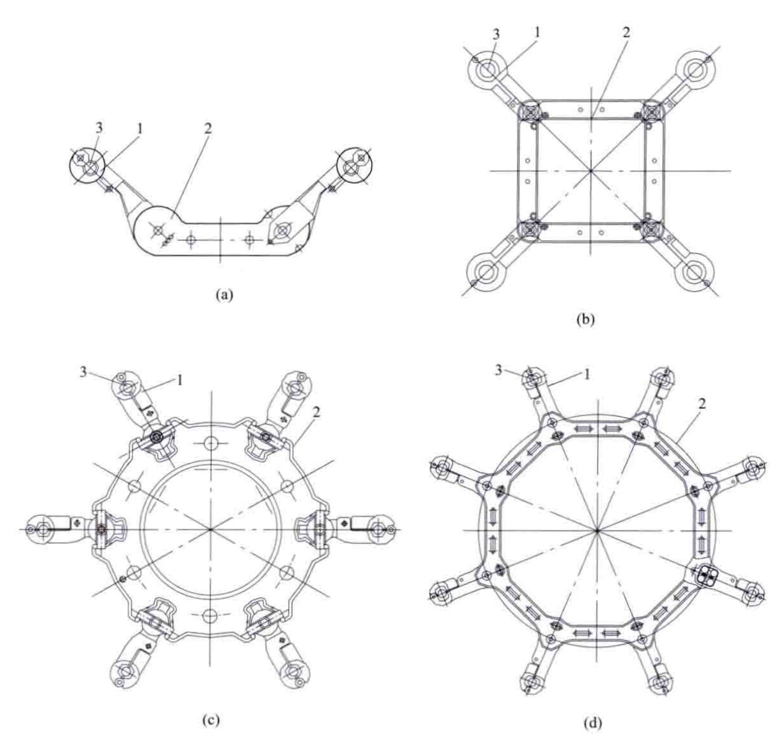


图 8 分裂导线间隔棒

(a) 二分裂；(b) 四分裂；(c) 六分裂；(d) 八分裂

1—线夹；2—框架；3—橡胶垫

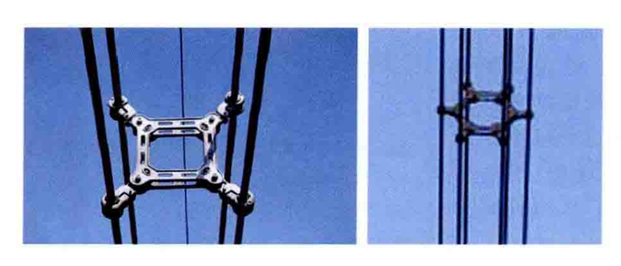


图 9 四分裂间隔棒　　图 10 六分裂间隔棒

缘子串及杆塔。主要有旋转式防舞间隔棒、双摆防舞间隔棒、相间间隔棒等。旋转式防舞间隔棒兼顾间隔棒和防舞器的双重作用，其外形与普通间隔棒相同，其防舞原理是部分线夹可自由转动，部分线夹与普通夹头相同，不能自由转动，活动夹头可改变导线的覆冰形状，从而减少覆冰导线的空气动力系数，提高防舞动性能。双摆防舞间隔棒也是兼顾间隔棒和防舞器的双重作用，在普通间隔棒上加装双摆锤，具有良好的防舞性能，如图 11 所示。相间间隔棒是安装在相间或回路之间的导线上，使各导线的运动相互制约，即可抑制舞动，如图 12 所示。

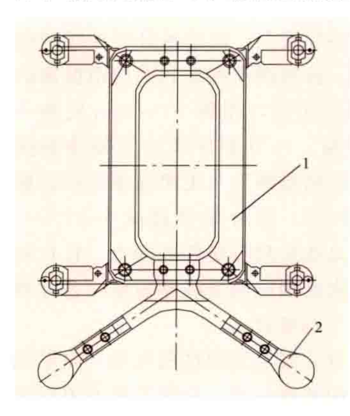


图 11 双摆防舞间隔棒

1—间隔棒；2—双摆锤

电气保护金具　从电晕和沿面闪络的角度对绝缘子金具串进行保护的金具。如保护环（包括均压环、屏蔽环、均压屏蔽环）和招弧角。均压环的作用是使绝缘子串上的电压分布趋于均匀，屏蔽环的作用是使线夹和连接金具不产生可见电晕，两者很相似，只是两种产品的安装位置不同。将屏蔽环向上延伸至绝缘子串的最后一片绝缘子处，就称为均压屏蔽环。架空输电线路上普遍采用均压屏蔽环，耐张串均压屏蔽环如图 13 所示。招弧角的作用是绝缘子串在过电压时发生闪络，电弧在招弧角之间闪络，从而保护了绝缘子免遭沿面闪络损坏，延长了绝缘子的使用寿命。

拉线金具　由杆塔至地锚之间连接、固定、调整拉线的金具。拉线材料为镀锌钢绞线，拉线金具包括楔型线夹、UT 型线夹、双拉线用联板等金具。楔型线夹用于固定杆塔拉线上端；可调式 UT 型线夹用于固定和调整杆塔拉线下端，不可调式 UT 型线夹用于固定杆塔拉线上端；双拉线用联板用于连接两根组合拉线。

跳线金具　耐张塔上耐张绝缘子串、跳线绝缘子串和跳线之间起连接、固定作用的金具。跳线金具包括跳线间隔棒、重锤、支撑架、铝管、拉杆、均压屏蔽环及各种跳线专用连接和固定的金具。

跳线装置可分为软跳线和刚性跳线两种型式。软跳线具有结构简单、安装方便的优点，是中国 110～500kV

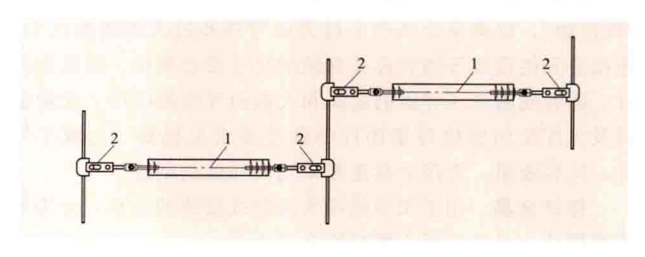


图 12 相间防舞间隔棒

1—合成绝缘子；2—线夹

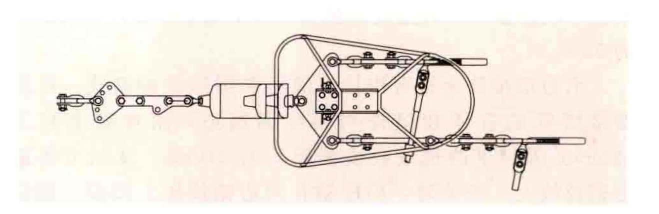


图 13 耐张串均压屏蔽环

输电线路普遍采用的型式。一般转角内侧采用直引跳线、带单跳线串的跳线；转角外侧采用直引跳线、带单跳线串和双跳线串的跳线。为减小跳线串风偏角，在跳线串下端按需要安装一定数量的重锤片。软跳线一般采用单导线及二分裂、四分裂导线。因软跳线的弧垂和风偏大，因此不适用高电压等级的输电线路。对于 750kV 超高压输电线路及 1000、±800kV特高压输电线路，为减少跳线的弧垂和风偏角，普遍采用刚性跳线。刚性跳线可以通过适当的配重来限制风偏，从而缩小耐张塔的头部尺寸。

刚性跳线有笼式与铝管式两种型式，跳线一般分为三档绕跳，两侧是软跳线，中间是硬跳线。笼式硬跳线在三档绕跳中段增加了一个支撑架，将跳线通过间隔棒固定于支撑架上，支撑架上按需要安装一定数量的重锤片，如图 14 所示。

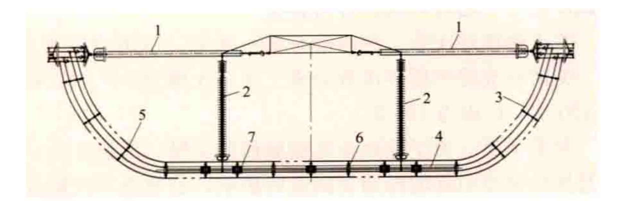


图 14　1000kV 线路笼式硬跳线

1—耐张绝缘子串；2—Ⅰ型跳线绝缘子串；3—跳线；4—支撑架；5—软跳线间隔棒；6—支撑架间隔棒；7—重锤

铝管式硬跳线是将笼式硬跳线中段支撑架用两根既导流又起支撑作用的铝管替代，铝管上按需要安装一定数量的重锤片，如图 15 所示。

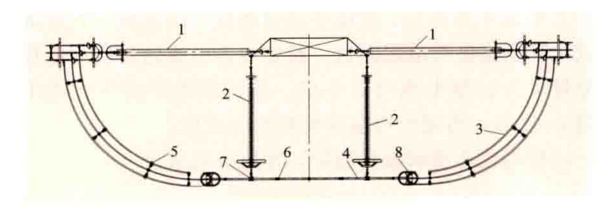


图 15　±800kV 线路铝管式硬跳线

1—耐张绝缘子串；2—V 型跳线绝缘子串；3—跳线；4—铝管；5—软跳线间隔棒；6—铝管间隔棒；7—重锤；8—均压屏蔽环

750kV 输电线路的刚性跳线支撑架和铝管长度为 9～13m，1000、±800kV 特高压输电线路的刚性跳线支撑架和铝管长度为 9～16m。刚性跳线一般采用六分裂、八分裂导线。

刚性跳线可分为直引跳线和带双跳线串的跳线两种类型。直引跳线是通过两根拉杆来承受硬跳线的重量，即拉杆一端固定在硬跳线支撑架或铝管上，另一端固定在耐张绝缘子串导线侧的联板上。拉杆制造成爬梯状，便于检修人员作业用。带双跳线串的跳线则在横担端部向两侧伸出的跳线支架上悬挂双跳线串来承受硬跳线的重量。直引跳线一般用于转角内侧，带双跳线串的跳线用于转角外侧及小角度转角内侧。

跳线绝缘子串一般分为I型串和V型串两种型式。对于±800kV特高压输电线路，重污区跳线串最长可达 13m，为限制跳线串的风偏角，转角内、外侧均采用双V型串，可有效减少耐张塔塔头尺寸，V型串的夹角为 70°～90°。其他电压等级的线路因跳线绝缘子串相对较短，故一般采用I型串。

对于特高压输电线路需考虑刚性跳线的电晕问题，笼式硬跳线由于支撑架及连接金具均在分裂导线内部，不需要安装均压屏蔽环。铝管式硬跳线在软跳线和铝管连接处构造复杂，金具电晕较严重，需安装均压屏蔽环。

xianlu jinju shiyan

线路金具试验　(tests of transmission line fittings)

应用测试手段对成套线路金具或其主要部件进行试验研究和检测，以了解其工作状态和承载能力，检验设计、制造和组装质量。试验内容包括机械力学性能、电气性能及化学性能几个方面。

机械力学性能试验　机械力学性能试验主要有破坏荷重、振动、握力、冲击动荷试验及探伤检查等。

破坏荷重试验　对所有承受载荷的金具（如挂环、挂板、拉环等），为了解其机械力学性能及在荷载作用下的工作状态，均应进行破坏荷重试验。试验在立式或卧式材料试验机上进行。试验时金具受力情况应与实际运行条件相符。加荷速度（每分钟上升值）不超过试件标称破坏荷重的 10%。加载至标准破坏荷重时金具未破坏为合格。在抽查的一批试件中至少应使一只（一套）拉至破坏为止，以便分析数据，改进设计计算方法或选材。

振动试验　对于防振金具（如防振锤、阻尼间隔棒、相间间隔棒等）须进行振动试验，以了解其振动条件下的工作性能。

（1）防振锤振动性能试验。包括防振锤功率特性试验和疲劳性能试验。

1）试验装置。试验通常在振动台上进行。振动台分为电磁式、液压式及机械式三类，配备有力传感器、加速度传感器（或速度传感器）及功率测试仪组成的测试系统，为分析、记录数据还配备有模态参数分析仪及计算机数据采集系统。

2）试验方法。将防振锤固定于振动台面。试验时，对功率特性试验需控制防振锤夹头的速度不变，然后在 0.18～1.4/dHz（d 为导线直径，m）范围内改变振动频率，测量防振锤在各频率下消耗功率的大小及响应力的大小，根据测量的数据，将试验结果绘制成以频率为自变量的功率特性及响应力特性曲线。疲劳性能试验应在完成功率特性试验之后采用谐振频率法进行。将进行过功率特性试验的防振锤固定在振动台上，试验频率应控制在防振锤最高谐振频率±0.5Hz范围内。线夹恒定单振幅为 0.5mm，振动次数为 10^7 次。

（2）阻尼间隔棒振动性能试验。主要有垂直振动疲劳试验、扭转振动疲劳试验、水平振动疲劳试验、顺线振动疲劳试验等。

1）试验装置。振动试验都在室内试验档距上进行。试验档距安装相应的分裂导线，配有振动台、力传感器、加速度传感器、应变仪及计算机数据采集系统。

2）试验方法。

垂直振动疲劳试验条件：振动频率在微风振动频域内选取（通常为 25～50Hz），线夹振幅±1mm，振动次数为 3×10^7 次，同时测量间隔棒线夹处的导线动弯应变值不应大于允许值±100～±120$\mu\varepsilon$。

扭转振动疲劳试验条件：扭转振动频率为 2～5Hz，扭转角度为±10°～±15°，振动次数为 1×10^6 次，同时测量间隔棒线夹处的导线动弯应变值不应大于允许值±100～±120$\mu\varepsilon$。

水平振动疲劳试验条件：水平振动频率为 2～5Hz，导线横向拉压力±300N，振动次数为 7×10^6 次，同时测量间隔棒线夹处的导线动弯应变值不应大于允许值±100～±120$\mu\varepsilon$。

顺线振动疲劳试验条件：振动频率为 2～5Hz，两平行子导线间的相对顺线位移为±25.4mm，振动次数为 7×10^6 次，同时测量间隔棒线夹处的导线动弯应变值不应大于允许值±100～±120$\mu\varepsilon$。

试验后间隔棒各部件无松动、线夹无滑移、橡胶元件无明显磨损（或弹簧元件磨损在允许范围内），间隔棒线夹处导线未损伤，试验通过。

（3）阻尼间隔棒阻尼性能试验。验证间隔棒对分裂导线水平振动的阻尼性能，试验在 140～150m 档距上进行，水平振动频率约 1Hz，达到 4～6 倍导线直径的稳定振幅后进行自由衰减振动，记录对数衰减率，要求 5 次平均值不小于 0.04。

握力试验　试验目的是检查卡固、接续导线用的各种耐张线夹、悬垂线夹、接续管等金具的紧固力。握力试验在卧式拉力试验机上进行。试件与夹具的有效间距不小于被安装导线外径的 100 倍。试验的加荷速度与破坏荷重试验相同。达到设计值前导线从线夹（或接续管）滑出为不合格。导线在线夹（或接续管出口）线槽处离开原有划印位置，而此时试验荷重仍能继续增加时不认为滑动；当试验荷重保持稳定而导线继续从线夹中滑移则称为滑动。

冲击动荷试验　超高压输电线路中使用的金具荷重大，结构复杂，绝缘子金具串应进行断线或断串的冲击动荷试验，以校验动荷条件下架空线串所有金具的承载能力和存在的薄弱环节。试验前凡能在室内进行试验的元件应先作静荷载试验，然后按实际使用条件组装后，在室外试验场的真实线路上进行冲击动荷试验。断线负荷为导线计算拉断力的 20%。

探伤检查　通常采用染色探伤、超声波探伤、γ 射线探伤等非破坏性检查方法。染色探伤用于对铝及铝合金铸造的金具进行表面裂纹及缺陷的检查，超声波探伤和 γ 射线探伤用于金具的浅表或深部缺陷的探伤。染色探伤的原理是利用毛细管现象，使浸液渗入金属缺陷部位。染色探伤是生产厂家例行试验，特别是铸造件，应逐件检查后再转入机加工程序。

浸透试验缺陷判断标准，是以公认的标准试验样品和划分缺陷等级作对照判断。

电气性能试验　包括温升、热循环、电阻、大电流冲击试验等。

温升试验　检验导电的金具通过电流时的温升情况。导电的金具（如接续管、T 型线夹及设备线夹等）在接触不良时会发生过热现象，造成局部温升过高而使触点老化甚至烧毁。

温升试验在室温为 23～27℃ 的室内进行，导线作水平悬空敷设，按实际使用条件将金具串联于导线回路内。金具上的测温点应选择在试件电气接触部位的中间，导线上的测温点至试件的距离应不小于 1m。试验时导线通以额定电流，至温度趋于稳定后，测定各被测点的温度。测得的金具温升低于导线温升为合格。

热循环试验　检验导电的金具经过通流、断流的反复热循环后，其电气性能（如电阻值的变化、发热温升的变化）的稳定性。需进行热循环试验的金具有接续管、T 型线夹及设备线夹等。

热循环试验条件与温升试验的条件相同。试验电流应能使导线温度升高至 100℃，并至少保持 5min。温度稳定后断开电源，让导线冷却至室温，即为一次热循环。经过一定次数的热循环后，测定试件温升特性和电阻变化值。测试结果以试件温升不超过导线温升为合格。

关于热循环次数，各国没有统一规定。中国规定为 120 次。美国标准将热循环次数分成三级：A 级为 500 次，B 级为 250 次，C 级为 125 次。

电阻试验　由于导电金具接触面的工况、接触压力、腐蚀及导线蠕变引起的松动等因素的影响，会使金具接触点老化而电阻增大，甚至烧毁。因此，需通过试验来实测金具通流时的电阻值。

测量金具电阻的测点应置于金具两侧 5mm 处的导线上，同时测量与之等长的一段导线的电阻（称等价电阻）。试验采用直流电位差法，分别测量金具电阻及导线电阻，改变电源极性重复测量，以平均值作为测量值。以金具电阻值不超过导线电阻值的 75%为合格。

大电流冲击试验　验证金具过载能力的试验。先对试件通以试验电流进行电阻测试。起始冲击电流的峰值（包括直流分量）为试验电流的 2.5 倍，其试验频率为 40～60Hz，通过 2s 之后，再进行电阻试验和拉力试验。

试验电流 I 用示波器测定，并用下式求出

$$I=\sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T i^2\,\mathrm{d}t}$$

式中 i 为短时间电流瞬时值，A；T 为周期，取 2s。

化学性能试验　包括锌镀层耐腐蚀、盐水喷雾试验等。

镀锌层试验　检查镀锌金具的镀锌层厚度及均匀性的试验。试验时需将试件浸入硫酸铜溶液中，每次浸入时间 1min，连续多次，每次取出后需洗净、擦干，进行外观检查。对钢、可锻铸铁的镀锌件，中国标准规定为浸入 4 次，美国标准为 6 次。对紧固件需浸入 2 次。以经数次浸入硫酸铜溶液的置换反应后试件表面未露出铁基为合格。

通过测量浸入前后的试件尺寸及重量，可确定锌层厚度及重量。对浸后试件的观测可知镀锌层的均匀性。镀锌层厚度亦可用测厚仪测量。

盐水喷雾试验　沿海地区金具的腐蚀比其他环境条件下严重得多，对该地区的金具进行盐水喷雾加速腐蚀试验，其目的是检验金具的抗腐蚀能力。试验在喷雾箱内进行。将试件用酒精或丙酮充分脱脂后安装在试验箱内，以 3%氯化钠溶液进行喷雾 8h，停止 16h 后将试件从试验箱内取出，检查镀层和金属腐蚀情况，如此反复进行 3 次。盐雾试验前后应测定试件电阻，验证电阻变化情况。

xianlu lixue shiyanzhan

线路力学实验站

（mechanical laboratory for transmission line）　对线路及其构件进行力学性能试验的设施。试验内容包括线路杆塔基础试验、线路杆塔试验、线路导地线试验（见线路导线试验）、线路金具试验和线路综合力学特性试验。中国的实验室主要有国家电网公司岩土工程实验室、线路杆塔实验站、导线力学性能实验室、真型输电线路综合实验基地，其他国家的实验室主要有加拿大魁北克水电局研究所和日本古河电工日光研究所。

国家电网公司岩土工程实验室 位于中国北京西南25km处的房山区良乡镇，2002年建成。实验室包括输变电工程地基基础大型室内多功能力学试验系统与输变电工程地基物理力学参数室内试验系统两大部分。

输变电工程地基基础大型室内多功能力学试验系统 能够完成各类基础上拔、下压、水平、上拔与水平力组合、下压与水平力组合5种工况的载荷试验，最大抗拔试验能力为4000kN，最大抗压试验能力4000kN，最大水平力为1000kN。主要由结构系统与测控系统构成。

结构系统主要由基础试验槽和加载系统两部分组成，基础试验槽为模拟试验基础现场地质条件的大型基坑槽体，平面尺寸长×宽为18m×18m，深度方向不限。加载系统由竖直方向与水平方向的钢构件反力梁以及固定于反力梁上的千斤顶组成。

测控系统主要包括位移测量系统、载荷测控系统、地基土抗力测量系统、应变测试系统四部分。位移测量系统采用数字式位移传感器直接量测并记录；载荷测控系统由液压千斤顶施加基础作用力，液压千斤顶通过油泵和力传感器进行控制，并由试验测试分析仪实现自动恒载、补载；地基土抗力由预先埋设的土压力传感器测量；应变测试系统由预先在基础各测点部位粘贴的应变片及应变采集测试分析仪组成。

输变电工程地基物理力学参数室内试验系统 主要包括含水率试验、密度试验、土粒比重试验、颗粒分析试验、界限含水率试验、砂的相对密度试验、击实试验、渗透试验、固结试验、三轴压缩试验、直接剪切试验、非饱和土试验等土工试验装置，具备开展输变电工程所有地基物理力学参数试验的能力。

国家电网公司线路杆塔实验站 位于中国北京西南25km处的房山区良乡镇，建于1959年，于1978、1999、2003、2007年先后进行了扩建与技术改造，可进行杆塔全高90m以下各电压等级、各类型杆塔的真型力学强度试验，也可进行杆塔模型及其部件的试验。实验站占地96 000m²，包括两套独立的杆塔试验系统，可同时独立地进行铁塔及各种架构的力学试验。主要设施有组装设施、60m级杆塔试验系统、105m级杆塔试验系统。

组装设施 包括组装场和起重吊车。实验站共有组装场3个，面积分别为100m×20m、80m×50m和45m×40m，装卸吊车3台，包括110m自立式250kN塔吊1台，80kN和300kN轨道式塔吊各1台。

60m级杆塔试验系统 始建于1959年，经多次改造后，可进行500kV及以下电压等级双回路直线塔、转角塔、变电架构的真型试验。主要试验设备有试验基础、加荷塔、加载设备、测控系统和监控系统。

（1）试验基础。大板式劲性钢筋混凝土结构，单腿抗上拔力400kN，面积24m×24m，厚度2.3m，最大倾覆力矩154 000kN·m。

（2）加荷塔。纵向加荷塔高60m，宽42m，可承担总荷载1500kN；横向加荷塔塔高54m，宽12m，可承担总荷载2762kN。

（3）加载设备。液压缸加载，其中纵向液压加荷系统配有20套液压缸，加载能力分别为400kN（8套）、200kN（6套）、120kN（6套）；横向液压加荷系统配有20套液压缸，加载能力分别为400kN（4套）、200kN（10套）、120kN（6套）。

（4）测控系统。加荷测控通道64个，闭环自动协调加载，测控周期0.5s，加载误差±1%；应变测量采用计算机自动测量80点应变，8测点实时监控；位移测量采用全站仪测量。

（5）监控系统。配有16个摄像头组成的视频监控系统，可对试验塔进行录像。

105m级杆塔试验系统 建于2003年，2007年进行了技术改造，可进行500kV线路同塔多回转角塔（0°～60°）、750kV线路双回路转角塔及1000kV级双回路直线和转角塔（0°～60°）的真型试验，最大试验铁塔高度90m。主要试验设备有试验基础、加荷塔、加载设备、测控系统、监控系统和试验管理系统。

（1）试验基础。大板式劲性钢筋混凝土结构，单腿抗上拔力1500kN，面积40m×50m，厚度2.8m，最大倾覆力矩46 000kN·m。

（2）加荷塔。纵向加荷塔高105m，宽50m，可承担总荷载5500kN；横向加荷塔塔高104m，宽15.5m，可承担总荷载5460kN。

（3）加载设备。液压缸加载，共设置118个加载单元，加载能力分为200、300、380kN三种规格。横向加载系统加载点数量52点，最大加载能力13 880kN；纵向加载系统加载点数量48点，系统最大加载能力9680kN；垂直加载系统加载点数量18点，单点加载力300kN，系统最大加载能力4200kN。

（4）测控系统。加荷测控通道128个，闭环自动协调加载，巡检测控周期为10ms，测控误差±0.5%；应变测量采用计算机自动测量和实时监控160点应变；位移测量采用全站仪测量。

（5）监控系统。配有16个摄像头组成的视频监控系统，可对试验塔进行录像。

（6）试验管理系统。集中管理试验数据和信息，实现试验过程中数据的准实时网络传送和显示功能。

国家电网公司导线力学性能实验室 位于中国北京西南25km处的房山区良乡镇，始建于1958年。实验室主要定位为：输电线路导线金具系统力学特性理论研究；导线振动、舞动及绝缘子串风偏等机理与防治技术研究；导线和电力金具新产品研发和性能研究、试验检测，可以开展导线金具研发、关键力学问题研究及导线金具产品质量检测。

实验室建筑面积约5760m²，拥有包括导线微风振动实验室、导线疲劳实验室、导线蠕变实验室、大电流实验室、防振锤实验室、间隔棒实验室及机械力学性能实验室等7个子实验室，可开展各项导线金具机械力学特性试验和低压电气试验，能够满足±800、1000kV输电线路导线和金具除高压电气性能外的所有试验要求。

导线微风振动实验室 有效档距140m，可进行10分裂导线微风振动试验研究，最大加载能力达1280kN，测试通道196个。

导线疲劳实验室 有效档距40m，可按IEC标准、国家标准和行业标准进行导地线振动疲劳试验研究。

导线蠕变实验室 拥有导线常温（20℃±2℃）、高温

（最高试验温度 230℃）蠕变试验系统，可同时进行 12 根导线的蠕变试验。

大电流实验室　大电流发生系统额定容量为 500kV·A，最大试验电流达 16 000A，可以进行各电压等级导线、金具大电流试验、高温性能试验及弧垂试验。

防振锤实验室　采用先进的数据采集分析系统，可以进行各型防振锤特性、疲劳等试验。

间隔棒实验室　可进行八分裂间隔棒的机械强度、振动疲劳和次档距振荡对数衰减率试验。

机械力学性能实验室　拥有齐全的试验机系列，可以进行所有导线和金具的机械力学试验，最大试验力达 3000kN。

国家电网公司真型输电线路综合实验基地　位于河南郑州新密市尖山，2010 年底初步建成。试验线路在一段 500kV 紧凑型线路上改建而成，并安装了气象、振动在线监测系统，主要开展导线振动特性观测及机理研究。

加拿大魁北克水电局研究所　成立于 1967 年，是北美最大的综合电气设备试验研究基地，实验室拥有两条综合试验线路，用于输、配电线路的机械力学性能试验和研究。

日本古河电工日光研究所　拥有风洞实验室、特高压实验室、电晕笼、户外舞动试验线路等。户外试验线路为建于 20 世纪 70 年代的档距为 400m、位于山顶风口的线路，采用三角形人工模拟覆冰。无人值守状态下可自动观测和处理数据，并可实现观测数据的远距离传输。可同时进行单导线、分裂导线舞动试验。

Xiangjiaba-Shanghai ±800kV zhiliu shudian gongcheng

向家坝—上海±800kV 直流输电工程

（Xiangjiaba to Shanghai ±800kV UHVDC transmission project）　世界上输送容量最大的特高压直流输电工程。工程于 2007 年 12 月开工建设，2010 年 7 月 8 日投入运行，其建成实现了直流输电的电压、电流双提升，输电容量和送电距离的双突破，标志着中国已全面掌握特高压直流输电工程的设计、试验、设备制造、工程建设、运行维护等关键核心技术。工程最大输送容量为 7000MW，额定直流电压为±800kV，额定直流电流为 4000A。工程线路路径示意图见图 1，起点复龙换流站位于四川省宜宾市兴文县，落点奉贤换流站（见图 2）接地极极址位于上海市金山区。

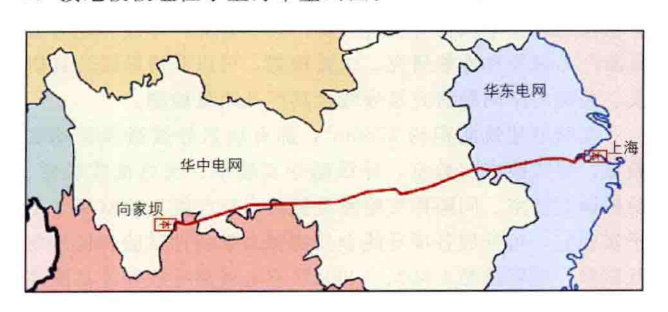


图 1　向家坝—上海±800kV 直流输电工程线路路径示意图

换流站主接线　换流站每极采用 400kV+400kV 的 2 个 12 脉动换流器串联组成，每个 12 脉动换流器配置一组并联旁路开关。每站每极中任何一个 12 脉动换流器退出运行，都不影响剩余换流器构成不完整单极运行。换流变压器网侧



图 2　奉贤换流站

电压为 500kV，采用一个半断路器接线。换流变压器进线 4 回，交流滤波器按 4 大组接入。工程运行接线方式包括：①双极全压运行；②双极混合电压运行（一极双换流器运行，一极单换流器运行）；③双极半压运行（每极一个换流器运行）；④单极金属返回全压运行；⑤单极金属返回半压运行（只有一个换流器运行）；⑥单极大地返回全压运行；⑦单极大地返回半压运行（只有一个换流器运行）；⑧融冰方式运行。工程直流线路较长，且沿线气象条件差异较大，考虑冬季可能出现导线结冰情况，设计中考虑了融冰运行方式。将每极的 2 个 12 脉动换流器并联运行在 400kV 直流电压下，融冰时直流电流 7000A。

换流站主要设备　包括换流阀、换流变压器、平波电抗器、直流断路器、滤波器等。

换流阀　两端均采用空气绝缘，水冷却，户内悬挂式晶闸管换流阀，二重阀结构。复龙换流站每个换流阀由 4 个组件、60 个晶闸管组成，奉贤换流站每个换流阀由 8 个组件、56 个晶闸管组成。两端换流站的晶闸管总数为 5568 个。晶闸管的阻断电压为 8kV，额定电流 4000A，换流阀最大短路电流为46～50kA。

换流变压器　两站均采用单相双绕组的换流变压器，每极 12 台，每站 28 台（其中 4 台为备用）。绕组接线为 Yy 或 Yd。复龙换流站短路阻抗为（18.0±0.8）%，冷却方式采用强迫油循环导向风冷（ODAF），单台变压器的额定容量为 321.1MVA，抽头调节范围为 −5%～+23%，每级 1.25%。奉贤换流站短路阻抗为（16.7±0.8）%，冷却方式采用 OFAF。单台变压器的额定容量为 297.1MV·A，抽头调节范围为 −6%～+22%，每级 1.25%。采用全封闭结构，有效消除变压器本体产生的噪声。

平波电抗器　每站每极 4 台平波电抗器，其中中性母线 2 台，极母线 2 台，型式为干式，每台电感值 75mH，额定直流电流为 4000A，最大持续运行电流 4497A。每线圈两端并联 1 只避雷器，线圈股间绝缘材料的耐热等级为 H 级，匝间绝缘材料的耐热等级为 F 级。额定直流电流和谐波下的噪声（声压级）水平不大于 70dB（A）。

直流断路器　MRTB 等直流开关的振荡回路无需充电激励，转换电流可达 4970A，满足工程正常设计条件下的电流转换要求。

交流滤波器和无功补偿　两站滤波器设计的要求是：换流站交流母线 3 次和 5 次谐波畸变率不超过 1.25%，其他各奇次谐波的畸变率不超过 1.0%，偶次谐波的畸变率不超过 0.5%，各次谐波电压畸变之和不大于 1.75%，电话谐波波

形系数不大于 1%。复龙换流站无功补偿容量按 3080Mvar 配置，共 14 个小组，每小组容量 220Mvar，分成 4 个大组。滤波器型式为 4 组 BP11/13 双调谐滤波器、4 组 HP24/36 双调谐滤波器、1 组 HP3 滤波器和 5 组并联电容器。奉贤换流站按无功补偿容量 3746Mvar 配置，共 15 个小组，分成 4 个大组。其中，8 组 HP24/36 双调谐滤波器，每组容量 260Mvar；7 组并联电容器，每组容量 238Mvar。

直流滤波器　每极装设 1 组 2/12/36 三调谐直流滤波器。在复龙换流站每极中性线上装设一组 50Hz 阻波器，阻波器采用一个 75mH 线圈构成谐振回路。此外，在换流器的直流侧高压端出口处配置 RI 阻波电感；交流侧换流变压器进串引线上配置 RI 滤波电容器。

控制和保护系统　采用基于 UNIX 操作系统的运行人员控制平台，实时的直流控制系统，Windows/Intime 的交互通信，CTDM 总线等新型技术。采用双极/极/换流器控制和硬件分层配置的方案，12 脉动换流器投运采用触发角略小于 90°时断/合旁路开关的控制策略。直流保护采用三取二的配置原则，满足大容量输电工程高可靠性、高灵敏度的要求。

直流线路　向家坝—上海±800kV 直流输电线路（见图 3）西起四川宜宾复龙换流站，东至上海奉贤换流站，途经四川、重庆、湖南、湖北、安徽、浙江、江苏、上海 8 省（市），线路总长度为 1907km。导线采用 6×ACSR-720/50 钢芯铝绞线，地线采用 LBGJ-180-20AC 铝包钢绞线，OPGW 采用 OPGW-180；在 30mm 重冰区，导线采用 6×AACSR-720/50 钢芯铝合金绞线，地线采用 LBGJ-240-20AC 铝包钢绞线，OPGW 采用 OPGW-250。大跨越采用 AACSR/EST 4×640/290 特强钢芯高强铝合金线。工程全线共计铁塔 3939 基，主要采用导线水平排列的 V 型串直线塔和干字型耐张转角塔，在部分走廊拥挤地段设计了导线垂直排列的 F 型杆塔。



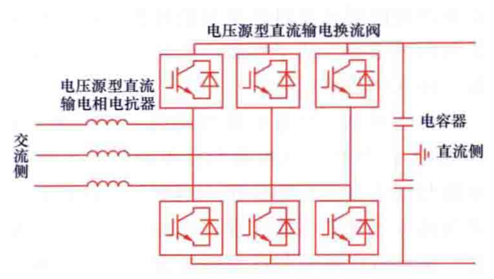
图 3　向家坝—上海±800kV 直流输电线路

接地极线路及接地极　复龙换流站接地极极址位于四川省宜宾市兴文县，接地极线路约 80km。复龙换流站与溪洛渡右岸换流站共用一个接地极。奉贤换流站接地极极址位于上海市金山区，接地极线路约 95km，其中约 79km 与直流线路共杆架设，独立线路约 16km。

xiang diankangqi

相电抗器

（VSC-HVDC phase reactor）　在电压源型直流输电两电平或三电平电压源换流器交流出口处与换流器串联的电抗器。两电平电压源型直流输电换流器相电抗器接线见图。相电抗器通常分相安装于换流器以外的交流出口。主要起抑制换流器输出电流和电压中谐波的作用，以获得期望的基波电流和基波电压。相电抗器在电压源型直流输电中的作用还有：①与联接变压器共同为电压源型直流输电换流器提供换流电抗。②当直流侧系统发生扰动或短路时，抑制故障电流上升率和限制短路电流的峰值。相电抗器电感值的大小决定功率的传输能力。一般而言，电感越小，电流的跟随能力更强；而电感越大，谐波电流含量就越小。



两电平电压源型直流输电换流器相电抗器接线图

电压源型直流输电相电抗器多使用干式空芯电抗器，因为干式空芯电抗器的电感值是线性的，而油浸式铁芯电抗器则有较大的非线性度，一般不使用。换流器的高频谐波可能会通过换流电抗器对周围设备产生电磁干扰，因此需要进行屏蔽。

电压源型直流输电相电抗器试验项目与直流平波电抗器基本相同，主要试验有：①例行试验，包括电抗测量、损耗测量、绕组电阻测量、绝缘电阻测量、绕组匝间耐压试验、外施耐压试验等；②型式试验，包括温升试验、电感和电阻值随频率变化的测量、雷电冲击试验、工频耐压试验（湿）、声级测量、耐环境试验、耐气候试验等；③特殊试验，包括电流的谐波测量、短时电流试验、绕组对地及端子间电容试验等；④现场试验，包括绕组电阻测量、绝缘电阻测量、电抗测量、声级测量、运行中红外测温、工频耐压试验。

参考书目

汤广福．基于电压源换流器的高压直流输电技术．北京：中国电力出版社，2010.

xiangbi dianlan zhongduan

象鼻电缆终端

（elephant type terminal）　与变压器直接相连用作变压器高压出线接口的一种电缆终端，又称变压器电缆终端。

一般变压器的高压侧都用瓷套管连接电源进线，需要较大的相间和对地空间，对空间狭窄场所（如水电站的变压器室、人行街道的杆上变压器）很不适应。与变压器直接连接的电缆终端的相间和对地距离都很小，适合与狭窄场所的变压器连接。象鼻电缆终端按其结构型式不同可分为直连式和油箱式两类。

直连式　电缆终端的瓷套管深入到变压器箱体内，变压器高压绕组的引线直接与瓷套管的接线梗相连。这种连接方式的优点是省去了变压器的出线瓷套管，减少了变压器的部件。这种直连式象鼻电缆终端早期常用在 10kV 及以下的配电变压器中，现已制成适合于大型变压器的自顶部插入的型式，尺寸紧凑，在水电站室内变压器中用得较多。

油箱式　在变压器外壳上装设一只过渡油箱，使变压器的出线套管伸入油箱内，电缆终端的瓷套管也伸入油箱内，用软跨接线连接两只瓷套管的接线梗，以独立的油枕保持过渡油箱内的油压稍大于大气压力。油箱式象鼻电缆终端的优点是在检修时只需排放少量的过渡油箱内的存油，不涉及变压器内绝缘油，便于拆装，其缺点是变压器多了一只过渡油箱，使其体积更庞大。

发展概况　象鼻电缆终端的发展起源于铁甲封闭开关。20世纪30年代起将电缆与铁甲封闭开关连接的方式应用到电缆与配电变压器的连接，当变压器体积较小，又需保持油浸纸绝缘电缆的弯曲半径，电缆终端形似大象头部，因而得名。虽然近代电缆与巨型输电变压器成直角形的连接，但仍沿用传统称谓——象鼻电缆终端。

xuanshi jueyuanzi

悬式绝缘子

(suspension insulator)　以悬垂或耐张方式固定带电导体或设备的一种绝缘子。按其外形不同，可分为盘形悬式绝缘子和棒形悬式绝缘子两大类。其绝缘本体由电工陶瓷、钢化玻璃或化工合成材料制成，通常适宜于承受拉力。

盘形悬式绝缘子　由盘形绝缘件和连接金具组成的悬式绝缘子。其绝缘件通常用电工陶瓷和钢化玻璃制成。金具一般由钢帽和针形钢脚构成，故盘形悬式绝缘子又称帽-脚形悬式绝缘子（见图1）。金具与绝缘件之间，充填高强度水泥或其他黏合剂将其胶装成一个整体。为减少连接金具、绝缘件以及黏合剂等不同材料在冷热变化时产生的应力，在不同材料的结合面上通常涂以缓冲层。盘形悬式绝缘子的主要结构尺寸是结构高度、伞盘直径和爬电距离。通常120kN及其以下等级的普通盘形悬式绝缘子的结构高度为146mm，伞盘直径为254mm，爬电距离为280～290mm。

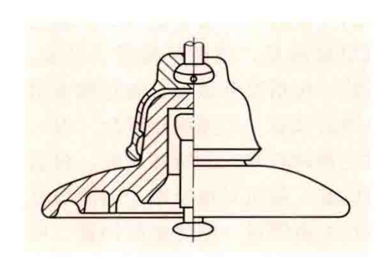


图1　盘形悬式绝缘子

盘形悬式绝缘子的关键部位在它的头部，即处于钢脚和钢帽之间的绝缘件，在运行中它所承受的机械应力和电场强度最大。头部有圆柱形和圆锥形两种结构。圆柱形头部内外侧表面在制造过程中用特殊工艺粘接上一层瓷砂或玻璃砂，以便和黏合剂胶装成一个整体。圆柱形的头部尺寸较圆锥形小，应力分布较均匀，但工艺较复杂。圆锥形头部结构的内外表面是光滑的，胶装以后，靠倒锥形结构传递结构荷载，绝缘件与金属附件之间允许有少量滑移。圆柱形头部结构与圆锥形相比，其主要优点是易于实现自动化生产，机械破坏负荷分散性小。盘形悬式绝缘子的伞盘部分基本上不承受机械荷载，它的外形尺寸主要由电气性能的要求来决定。耐污型盘形悬式绝缘子主要有钟罩形（国外称防雾型）和双层伞形（仅限于瓷架空线）两类。为提高耐污型盘形悬式绝缘子沿面放电电压而增加其爬电距离，钟罩形伞盘下面通常有较多的深棱，双层伞形的每一伞盘形状均呈空气动力型。前者因棱长槽深，爬电距离大，多用于多雾多台风的沿海地区，为北美、欧洲、日本所普遍使用；后者因有利于自然清洗与人工清扫，多用于年降雨量较大的污秽地区，受到中国运行部门的广泛欢迎。

盘形悬式绝缘子极少单片使用，通常都组成绝缘子串。为承受较大的机械荷载，可用两串甚至多串绝缘子串并联。绝缘子串的连接金具主要有球窝型和槽型两种，连接处用弹簧销卡住以防滑脱。由于球窝连接可自由转动，易拆卸，故使用最为普遍。

盘形悬式绝缘子在运行中主要承受拉伸荷载。由于电极间绝缘件的厚度远小于沿表面的爬电距离，因此它属于可击穿类绝缘子。一旦发生绝缘件击穿，不仅永久丧失绝缘性能，而且也会导致机械性能的降低；反之，绝缘件如发生机械破坏，电气绝缘性能也会降低，甚至丧失。通常用机电（或机械）瞬时破坏强度来表征盘形悬式瓷绝缘子（或玻璃绝缘子）在机械和电应力联合（或在单一机械应力）作用下承受机械荷载的能力。例如中国生产的XP-300型绝缘子，其额定瞬时破坏强度为300kN。已商业化的盘形悬式绝缘子的最大额定机电（或机械）瞬时破坏强度，中国为550kN。当盘形悬式绝缘子发生机械破坏或电击穿以后，绝缘子的钢帽和钢脚之间尚能承受一定的机械拉力，称为绝缘子头部的残锤强度。残锤强度应高于实际使用负荷，以免发生绝缘子串断裂掉线事故。通常称丧失绝缘性能的绝缘子为零值绝缘子，运行中可用测量绝缘子串电位分布等方法来发现零值绝缘子。玻璃绝缘子在电击穿以后，由于内应力的作用，钢化玻璃件会自行破裂成碎块（俗称自爆），有助于从外观上鉴别出零值绝缘子，这是玻璃绝缘子的一大优点。

运行中衡量盘形悬式绝缘子品质的主要指标是瓷绝缘子的年老化率（主要通过检测零值绝缘子来确定）和玻璃绝缘子的年自爆率。通常瓷绝缘子的年老化率随着使用时间的延长有增加的趋势；而钢化玻璃绝缘子的年自爆率随着使用年限的延长逐渐减少。国际著名制造厂的瓷绝缘子的年老化率一般为十万分之几；钢化玻璃绝缘子的年自爆率不大于万分之一至二。

盘形悬式绝缘子的主要试验项目见绝缘子试验。

在中国输电线路广泛使用盘形悬式瓷绝缘子的同时，钢化玻璃绝缘子的使用量在增加。其主要原因是：国产瓷绝缘子的年老化率不够稳定，因零值绝缘子导致的导线落地事故时有发生；而钢化玻璃绝缘子的“年自爆率”明显降低，无须检测零值。

棒形悬式绝缘子　由长圆柱棒形实心的绝缘件和两端的帽形连接金具组成的悬式绝缘子。其绝缘件一般由电工陶瓷或化工合成绝缘材料制成。因此按不同材料它又分为棒形悬式瓷绝缘子和棒形悬式复合绝缘子两类。

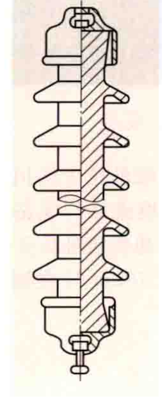


图2　棒形悬式瓷绝缘子

棒形悬式瓷绝缘子　其金具和瓷件之间用高强度水泥或其他黏合剂胶结成一个整体。由于瓷件两端金具间的距离很大，瓷件本身的击穿电压远高于沿表面的闪络电压，故它属于不可击穿类的绝缘子（见图2）。为提高沿外绝缘表面的闪络电压，棒形瓷件表面设有伞裙，其形状取决于使

用条件。使用于污秽地区时，伞裙采用大小伞结构或在伞裙下表面设有较多伞棱。绝缘件在运行中承受拉应力，如发生断裂，绝缘子将完全丧失机械性能，导致掉线事故。已商业化的棒形悬式瓷绝缘子的单个元件的最大额定拉伸破坏负荷已达 530kN。其元件可以单个使用，电压等级高于 220kV 及以上也可多个串接使用。由于棒形悬式瓷绝缘子制造难度大，对运输、安装都有特殊要求，限制了它的使用，世界上仅有德国等少数几个国家使用。

棒形悬式复合绝缘子　其绝缘件由芯棒与护套及伞（裙）构成。芯棒通常采用玻璃纤维树脂制成；护套和伞（裙）可由硅橡胶或乙丙橡胶一类材料制成（中国户外推荐使用高温硫化硅橡胶），它保护芯棒不受气候条件影响，并提供所需耐受干弧电压绝缘及爬电距离。芯棒用耦联剂与护套和伞（裙）接合成一个整体。端部附件采用优质碳素结构钢，其与芯棒的连接方式有机械压接式、楔接式（国内存在内楔、外楔、内外楔结合三种类型）和粘接式三种（图 3 为压接式结构）。楔接式和粘接式端部结构是早期产品的连接方式，使用中端部附件与芯棒之间会出现产生滑移，不利于端部的密封。压接式端部结构易于实现自动化生产，端部密封可靠，拉伸破坏负荷分散性小，成为棒形悬式复合绝缘子端部结构技术的发展方向。

棒形悬式复合绝缘子的玻璃纤维树脂芯棒具有优良的绝缘性能和抗拉性能。如直径为 30mm 的芯棒，其实际瞬时拉伸破坏负荷可达 500kN。已商业化的棒形悬式复合绝缘子的最大额定拉伸破坏强度，中国是 300kN，国际已达 450kN。硅橡胶制成的伞（裙）和护套具有良好的憎水性和憎水的迁移性。试验表明，硅橡胶复合绝缘子具有更好的耐污闪性能。与瓷或玻璃绝缘子相比：憎水性良好时，其单位爬电距离的污闪电压可以提高 60% 及以上；憎水性丧失时，其单位爬电距离的污闪电压也可以提高 20%。因此，在污秽严重而增加爬电距离又受到限制时，使用硅橡胶复合绝缘子具有特殊的优越性。由于硅橡胶表面具有憎水迁移性，使用硅橡胶复合绝缘子还可以极大地减少输电线路的运行维护工作量。此外，复合绝缘子的重量很轻，仅为同电压等级瓷绝缘子串重量的 1/8 左右，既便于施工和运输，也有利于新型杆塔（如悬索塔、紧凑型塔）的使用。由于复合绝缘子主要由有机材料制成，其抗老化性能不如瓷或钢化玻璃绝缘子。20 世纪 90 年代以来，棒形悬式复合绝缘子在中国应用较多，在华北、华东等污闪多发地区经受了污闪事故的考验。复合绝缘子在运行中的主要事故是芯棒的“脆断”和护套与芯棒间界面的击穿，这与产品质量和安装碰损护套有关。复合绝缘子在运行中还存在少量因雷击、鸟粪、湿污等条件下的闪络事故，其中有些闪络原因尚待深入研究。

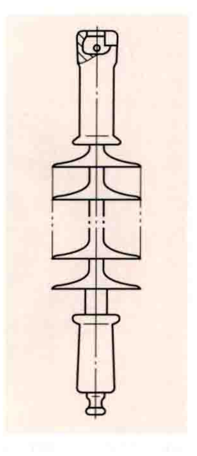


图 3　棒形悬式复合绝缘子

棒形悬式瓷绝缘子和棒形悬式复合绝缘子的试验项目见绝缘子试验。

yaqi (SF6) jueyuan dianlan

压气（SF_6）绝缘电缆 （SF_6 gas insulated cable，GIC）

用压缩的 SF_6 气体作为绝缘介质的电力电缆，简称六氟化硫电缆。压气（SF_6）绝缘电缆是20世纪70年代初期发展起来的，已逐步被挤包绝缘电缆所替代。它的主要特点是介质损耗因数小、电容小、结构简单、绝缘不受温度的影响，允许使用大截面的导体，具有良好的散热性能，不需要复杂的中间接头，且敷设路径不受水平高差的限制，因此特别适用于超高压大功率高落差和防火要求高的电力电缆线路。六氟化硫电缆（见图）的结构与气体绝缘金属封闭开关设备的母线很相似，有单芯的也有三芯的。导体由铜管或铝管制成，用环氧树脂或瓷的支撑板固定在钢或合金铝制的保护管中。管长一般为12～14m，通过电气和气密试验后充以0.04MPa氮并加以密封，以便随时运往现场进行连接。每百米左右为一个充气单元，运行时气体压力一般选为0.35～0.5MPa，每个单元有一个压力监视装置。管道每隔一定距离设有一个伸缩接头。



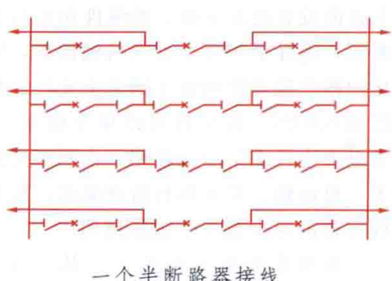
电缆隧道中的 SF_6 绝缘电缆

SF_6 气体是一种无色、无味、无嗅、无毒、不燃的惰性气体，在150℃以下化学性能十分稳定，不会给人体和设备造成损害。但若 SF_6 气体不纯或在运行中由于电晕或故障时的电弧作用产生分解物时，就可能有剧毒。为了保证安全，在检修六氟化硫电缆时，需采取严密防护措施，除对管道强迫通风以彻底排除管内残留气体外，要求检修人员必须戴防毒面具和防护手套。

yigeban duanluqi jiexian

一个半断路器接线 （one and a half breaker configuration）

两个引出回路通过三台串接断路器（称作一串）分别接到两组主母线上的电气主接线。在此接线中，每台断路器的两侧均装设一组隔离开关，供检修断路器时隔离之用，见图。在串数较少的一个半断路器接线中，每条引出回路上设置一组隔离开关，当该回路停止运行时，可以断开此隔离开关，以保持两组主母线并列运行。在串数较多时（通常为三串及以上），不会因为引出回路停止运行造成两组主母线解列，因此在引出回路上取消隔离开关。



一个半断路器接线

一个半断路器的特点是：①可靠性高。任何一台电气设备或一组主母线故障都不会造成配电装置全部停电。当一台断路器检修，另一回线路或断路器故障时，停电的回路不会超过两回，即使当线路回路故障而断路器又拒绝动作时，情况也相同。②当检修任何一台断路器时，不需进行隔离开关的倒换操作。③不需要装设选择故障母线的装置，母线保护的二次回路比较简单，但由于此接线的继电保护电流需要取自两组电流互感器，而流经此两组电流互感器中的短路电流常不一致，而且这两组电流互感器的误差也常不相同，所以需要采取必要的措施。④对线路自动重合闸，由于此接线中的每一回路需要由两台断路器控制，所以二次回路也比较复杂。⑤此接线中还需在每回线路上装设电压互感器，使继电保护装置能取得可靠的电压电源。⑥同一串一侧母线断路器检修时，另一侧母线断路器流过本串两回线路的电流。因此一个半断路器接线的断路器额定电流应按两回线路的最大工作电流选择，同时对断路器应提出并联开断的特殊要求。

采用一个半断路器接线时的要求是：①两台变压器或双回线路应该分别连接到不同的串上，以免发生两台变压器或双回路同时跳闸。②发电机及其送出线路最好布置在同一串中，在变电站中电源进线回路最好与降压变压器回路布置在同一串中。③两台变压器或双回线路最好接入不同的母线。

yibing xiangjiao dianlan

乙丙橡胶电缆 （ethylene propylene rubber cable）

用乙烯和丙烯经催化剂合成的橡胶作为绝缘的一种挤包绝缘电缆，简称EPR电缆。乙丙橡胶的介质损耗因数较大，由于良好的抗水性，乙丙橡胶电缆适宜用作海底电缆，更由于很好的柔软特性，乙丙橡胶电缆在敷设环境条件较严格的处所（如矿井、船舶等）更为适用。乙丙橡胶电缆已逐渐被交联聚乙烯绝缘电缆取代。

乙丙橡胶属于热固性材料，有较好的耐热性，其长期允许工作温度为90℃，允许过载温度为130℃，允许短路温度为250℃。此外，乙丙橡胶电缆尚具有优良的抗臭氧和抗电晕性能，是其他固体挤压聚合电缆所不及的。

yingmuxian

硬母线 （rigid busbar）

由铝排或铜排、铝管或铜管等硬导体材料构成的变电站母线。通常硬母线分为支持式和悬吊式两种基本类型，支持式硬母线由支柱绝缘子将硬母线顶起来安装，固定不动；悬吊式硬母线利用绝缘子串将硬母线吊起来安装，在风力作用下有轻微摆动。支持式硬母线在10～500kV母线均有采用，而悬吊式硬母线则用于220～500kV大跨度铝管母线。

硬母线选择方法基本上按母线选择的一般条件进行，只是机械计算比较复杂，而机械条件往往是硬母线选择的控制

条件。硬母线的机械计算包括荷载组合、强度计算、挠度计算和微风振动校验四方面的内容。

荷载组合　硬母线的荷载分为正常荷载和短时荷载。正常荷载指长期作用在硬母线上的荷载，包括自重、风力、覆冰及引下线和单柱式隔离开关静触头的自重。前三种荷载为均布荷载，后两种荷载是集中荷载，其应力和挠度的力学计算公式不同。此外，风荷载为水平方向，其余荷载是垂直方向，两类作用方向不同的荷载组合采用矢量相加的方法。短时荷载指瞬时作用在硬母线上的荷载，包括短路荷载和地震荷载。荷载组合分成两种状态：①正常荷载组合，取最大风状态和覆冰状态两者中的大者；②短时荷载组合，取短路状态和地震状态两者中的大者。

强度计算　硬母线的强度可按正常、短时两种荷载组合公式进行计算。正常荷载组合的安全系数取 2，短时荷载组合的安全系数取 1.67。强度计算时的要点为：①计算各种荷载产生弯矩的简化力学模型（受力图）与硬母线金具的安装距离有关，伸缩节和滑动支持金具简化成滑动铰支座，固定支持金具简化成固定端。此外，按工程中硬母线实际安装跨度以及金具安装情况，选择最严重的条件进行计算，通常选择一端简支、一端固定的单跨梁进行计算。②硬母线同相片间电动力和相间电动力都与硬母线的自振频率有关，工程中通常采用修正静态法，查有关曲线进行计算。

挠度计算　硬母线的挠度通常按无冰、无风的自然状态进行计算。一般要求支持式硬母线的计算挠度小于 $(0.5\sim1)D$，悬吊式硬母线的计算挠度小于 $(1\sim2)D$，D 为硬母线外径。

微风振动校验　只需要对支持式硬母线进行微风振动的校验，悬吊式硬母线不会发生微风振动，不需要进行校验。通常风速为 1～5m/s 时，才能够形成稳定的气流，使硬母线发生共振。发生微风振动的硬母线自振频率在 1～10Hz 范围内。防止微风振动的措施一般有：①在硬管母线的内部穿入钢芯铝绞线，防止硬管母线产生高阶微风振动；②结合单柱式隔离开关静触头设计，安装双环型消振器；③单独在硬管母线上安装消振器。后两种措施对于消除各阶微风振动都比较有效。

硬母线不会产生风偏摇摆（支持式）或产生轻微的风偏摇摆（悬吊式），可以减少母线的相间距离，从而压缩配电装置的占地面积，因此在国际上被广泛采用。在不同的电压等级往往采用不同形式的硬母线：①10kV 配电装置通常采用矩形或槽形导体构成的母线桥，相间距离为 0.5m 左右，跨度为 1.5～2m；②35～220kV 配电装置通常采用单根圆形铝管或异形铝管构成的大跨度铝管母线，铝管外径一般在 200mm 以下，相间距离 1～3m，跨度 5～14m，在配电装置 2～3 间隔之间配置一个母线伸缩节，安装 1 跨铝管母线；③330～500kV 配电装置一般采用大直径单根圆形铝管母线，铝管母线外径为 170～250mm，一个 500kV 配电装置间隔安装 1 跨铝管母线，相间距离为 6.5m。为了节省铝材，有时也采用分裂结构铝管母线。美国 TVA 电力系统 500kV 配电装置采用四分裂结构铝管母线，分裂间距 610mm，单根铝管母线外径为 38.1mm。中国葛洲坝水电站 500kV 升压站也采用四分裂铝管母线，分裂间距为 450mm，单根铝管母线直径为 45mm，相间距离为 6m，计算跨距为 30m，最大工作电流为 3460A。

yonghu biandianzhan

用户变电站

（consumer substation）　向工矿、交通、邮电、医疗和大型建筑物等较大负荷或特殊负荷供电的变电站。它从电力网受电降压后直接向用户的用电设备供电。大型工矿企业用户通常设有 110～220kV 总变电站，然后按生产流程再设 10～35kV 分变电站。其他用户变电站的高压电压通常为 10～35kV，降压后向用电设备供电。用户变电站的低压电压通常采用 380V，有些国家还采用 415、660V 低压电压。

大型工矿企业用户的 110～220kV 总变电站比较重要，通常采用单母线分段接线和双母线接线。而其分变电站和其他 10～35kV 用户变电站，当供电负荷稳定，不考虑再扩建时，采用较简单的电气主接线（如桥形接线等），变电站的设施也较简单。

youjinzhi jueyuan dianlan

油浸纸绝缘电缆

（oil impregnated paper insulated cable）　以油浸纸作为绝缘的电缆（见电力电缆）。随着输电电压的提高，为使油浸纸绝缘电缆的绝缘适应更高的电压等级，需要增加油浸纸绝缘的厚度。但当电压发展到 63kV，即使增加油浸纸绝缘厚度，由于负载变化会引起绝缘纸层间周期性的热胀冷缩，形成微气隙而产生游离，使绝缘老化，最终也会导致绝缘击穿。因此油浸纸绝缘电缆只能适用于 35kV 及以下的电力系统，并逐渐被挤包绝缘电缆取代。

按浸渍油的不同，可分为黏性浸渍纸绝缘电缆和不滴流电缆两大类。按绝缘层的绕包结构不同，这两类电缆又都可分为带绝缘电缆、屏蔽型电缆和分铅型电缆。

黏性浸渍纸绝缘电缆　用黏性油浸渍成油浸纸作绝缘的电力电缆。由于浸渍剂的黏度随电缆温度高低而变化，当电缆线路敷设有坡度时，高处的浸渍剂有下淌至低端的倾向。下淌的后果是高处因缺少了浸渍剂而形成空隙，降低了绝缘的电气强度，最终会导致绝缘击穿。在低端浸渍剂容易溢出或由于内部静油压力过大而使金属套胀破。为了尽量减少这些原因造成的损坏，对于 10kV 和 35kV 的电缆在最高和最低点的垂直位差分别不宜大于 15m 和 5m。导体运行温度不能超过 50～60℃。这种电缆也简称为 MI 电缆。

不滴流电缆　用高黏度浸渍剂浸渍成油浸纸作绝缘的电力电缆。浸渍剂在运行温度（70～80℃）下几乎不流动。不滴流电缆在外观上和黏性浸渍纸绝缘电缆相似，但可用在高差较大的电力电缆线路中。这种电缆也简称为 MIND 电缆。

带绝缘电缆　将多根纸绝缘缆芯绞合成缆时用麻或纸填充成圆形，再在圆形绞合缆芯外包绕纸绝缘层，然后干燥浸油再挤压金属套（铅套或铝套）的油浸纸绝缘电缆，又称统包型电缆。包在每一缆芯上的绝缘层称为相绝缘层或芯绝缘层，包在绞合绝缘缆芯外的绝缘层称为带绝缘层或统包绝缘层。典型的带绝缘电缆截面结构如图 1 所示。带绝缘电缆的绝缘击穿强度较低，所以只适用于

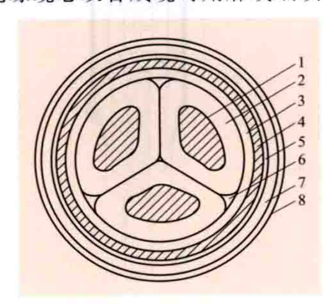


图 1　带绝缘电缆截面结构
1—导体；2—相绝缘；3—带绝缘；4—金属套；5—内衬层；6—填料；7—铠装；8—外被层

10kV 及以下配电系统。

屏蔽型电缆　一种带有金属屏蔽的黏性浸渍纸绝缘电缆。在每个绝缘缆芯外用一层打孔的金属化纸或用铝箔或铜带间隙式绕包形成金属屏蔽，然后将三个带金属屏蔽的绝缘缆芯绞合成缆，填充成圆形后用铜丝编织的纤维带扎紧，再挤压金属套。屏蔽型电缆截面结构如图 2 所示。屏蔽型电缆早期用在 20～35kV 电力电缆线路中。

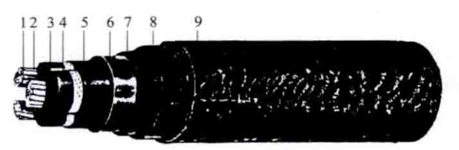


图 2　屏蔽型电缆截面结构

1—导体；2—导体屏蔽；3—相绝缘纸；4—相绝缘屏蔽；5—铜丝编织纤维带；6—铅套；7—内垫层；8—钢带铠装；9—外护层

分铅型电缆　每个绝缘缆芯外挤压铅套，然后将三个挤包了铅套的绝缘缆芯绞合成缆，填充成圆形后再加绕钢丝或钢带铠装，在其外绕包或挤压外护层的油浸纸绝缘电缆，又称 SL 电缆。分铅型电缆结构如图 3 所示，它主要用于 20～35kV 的电力电缆线路中。

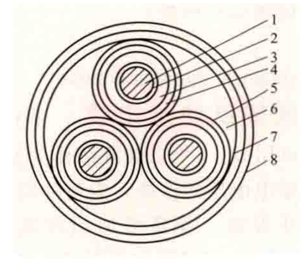
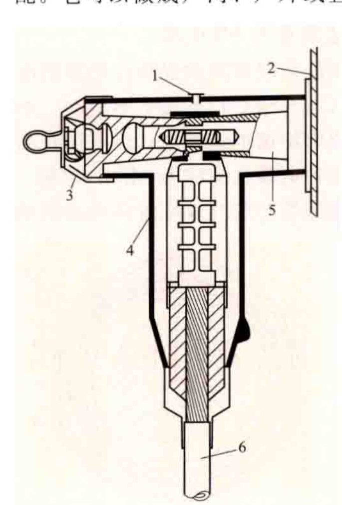


图 3　分铅型电缆结构

1—导体；2—导体屏蔽；3—绝缘层；4—绝缘屏蔽；5—铅护套；6—内衬垫及填料；7—铠装层；8—外被层

yuzhi dianlan zhongduan

预制电缆终端　(premolded cable terminal)　用乙丙橡胶、硅橡胶或三元乙丙橡胶制作的电缆终端。乙丙橡胶 (EPR) 和三元乙丙橡胶 (EPDM) 的预制件采用挤塑或模压成形后硫化制成，硅橡胶预制件采用铸造成形后硫化制成。预制终端中有电缆应力锥、绝缘套管及接地屏蔽层等各种部件，现场只需将电缆绝缘作简单的剥切后，即可进行装配。它可以做成户内、户外或直角终端，用在 10kV 及以上的单芯挤包绝缘电缆线路中。



直角预制电缆终端结构

1—螺栓连接；2—其他设备外壁；3—屏蔽绝缘盖；4—直角终端；5—设备套管；6—单芯电缆

电缆终端事故率很高，其原因之一是现场装配受到环境和工艺的影响。预制终端尽可能将在现场装配的工序改在工厂内预先完成，在工厂内对预制件进行例行试验（局部放电和交流电压试验），从而保证了质量。

预制终端虽有安装简单、省时等优点，但缺点是预制件的内径必须与电缆绝缘的外径相仿，而且电缆芯必须是正圆形。若预制件内径过大，则套入电缆芯后的接触界面上压力不够，使界面电气性能降低；若预制件内径过小，则不易套入电缆芯，并导致过高的初始界面压力，使预制件变形过大而加速界面压力松弛，也降低电气性能。因此，选用预制电缆终端时，必须了解电缆的精确尺寸。

终端的轴线与电缆轴线成直角的预制终端又称直角电缆终端，其结构如图所示。直角电缆终端主要用作连接小型组合开关柜和电缆分支箱等，它不但能起到电缆终端的作用，有的还兼有验电和线路投切的功能。直角电缆终端是 20 世纪 40 年代在美国首先开创使用的，它具有良好的外屏蔽层，不需保持必要的相间或对地电气距离。自 50 年代起挤包绝缘电缆逐渐取代油浸纸绝缘电缆后，预制电缆终端陆续得到发展，并在预制工艺上不断得到完善，后应用于更高 (110kV) 电压等级。

Yunnan-Guangdong ±800kV zhiliu shudian gongcheng

云南—广东±800kV 直流输电工程　(Yunnan to Guangdong ±800kV UHVDC transmission project)　世界上第一个±800kV 特高压直流输电工程，同时也是中国第一个特高压直流输电自主化示范工程，简称云广直流工程。西起云南楚雄换流站，东至广东穗东换流站（见图 1），线路全长 1373km，额定直流电压±800kV，额定直流电流 3125A，额定输送功率 5000MW。

云广直流工程从 2003 年 8 月开始可研论证，2006 年 12 月 19 日正式开工建设，2009 年 12 月 28 日 800kV 单极投产，2010 年 6 月 18 日 800kV 双极投产。送端楚雄换流站地处昆明市西北方向约 58km 的云南楚雄彝族自治州禄丰县境内，500kV 大厂线位于站址东北面，站区围墙内占地约 355 亩；受端穗东换流站位于广东省广州市增城以西 16km 的朱村镇和中新镇之间，站区围墙内占地约 337 亩。

运行接线方式　包括：①双极全压运行；②双极半压运行；③一极全压，另一极半压运行；④单极金属返回全压运行；⑤单极大地返回全压运行；⑥单极金属返回半压运行；⑦单极大地返回半压运行。

运行控制模式　包括：基本运行控制模式；双极功率控制；极功率独立控制；同步极电流控制；紧急极电流控制；降压运行控制；极线路空载加压试验；阀组控制；过负荷限制控制模式；无功控制；换流变抽头控制；附加控制。

主接线　包括换流站交流场主接线和直流场主接线。

换流站交流场主接线　楚雄换流站交流部分 500kV 采用一个半断路器接线，500kV 交流滤波器设独立的滤波器大组母线。现有 6 回 500kV 交流出线，最终 7 回，预留 1 回。换流变压器和交流滤波器采用侧向斜拉进串和低架横穿进串。站用电源考虑由站外的 1 个独立电源和 2 回站内电源提供，SVC 电源和站用电结合考虑。

穗东换流站交流部分 500kV 采用一个半断路器接线，500kV 交流滤波器设独立的滤波器大组母线。现有 6 回 500kV 交流出线，远期再增加 2 回，共 8 回；各 500kV 出线均不装设高压并联电抗器。远期 220kV 采用双母线双分段接线。站用电按站内设 1 台 500kV/10kV 站用变压器，从站外引接 2 回相互独立的 110kV 电源考虑。

换流站直流场主接线　用每极 2 个 12 脉动阀组串联，串联电压组合为 400kV+400kV，换流变压器采用单相双绕组

型式的方案。对每个 12 脉动阀组，设置旁路断路器和旁路隔离开关，用于保证其中 1 组 12 脉动换流阀组退出时，另 1 组换流阀组仍可运行，以减少输送容量的损失和对系统的冲击，提高直流输电的可用率和可靠性。采用干式平波电抗器在极线和中性线平衡布置的主接线，有效降低了最高电位换流变压器阀侧的过电压水平。



图 1　穗东换流站全景图

换流站主要设备　送受端换流站配置换流变压器 28 台，其中 4 台备用。每极按极母线及中性母线各装设 2 台 75mH 的干式平波电抗器，另设 1 台备用。换流阀采用双 12 脉冲阀组（400kV＋400kV）串联接线。

换流变压器　±800kV 换流变压器铁芯采用 3 个主柱和 2 个旁柱的结构，±600kV 换流变压器铁芯采用 2 个主柱和 2 个旁柱的结构。线圈布置方式由内向外排列为：铁芯-调压绕组-网侧绕组-阀侧绕组-油箱。网侧绕组采用纠结连续式，绕组首端若干段为纠结式，采用阶梯组合换位导线绕制。阀侧绕组为内屏蔽连续式，采用自粘组合换位导线绕制。调压绕组为层式螺旋结构，采用换位导线绕制，匝间和段间均无油道。为了满足运输限界的要求，云广直流工程±800kV换流变压器采用了前所未有的外置式阀侧引线出线装置。阀侧引线出线装置和器身实现了分体运输，减轻了换流变压器器身尺寸设计压力。

交流滤波器及无功补偿　送端楚雄换流站无功功率补偿总容量为 3366Mvar，共分为 4 个大组，每个大组由 4～5 个小组组成，共 17 小组，每个小组容量 187Mvar，其中双调谐 DT12/24 和 DT13/26 各 4 组，单调谐 HP3 2 组，7 组并联电容组，其交流场见图 2。穗东换流站无功功率补偿总容量按 3010Mvar 考虑，共分为 4 个大组，每个大组由 3～4 个小组组成，共 15 小组，其中 4 组双调谐 DT11/24，3 组 DT13/26，8 组并联电容组；每个滤波器小组容量 190Mvar，并联电容器小组容量 210Mvar。

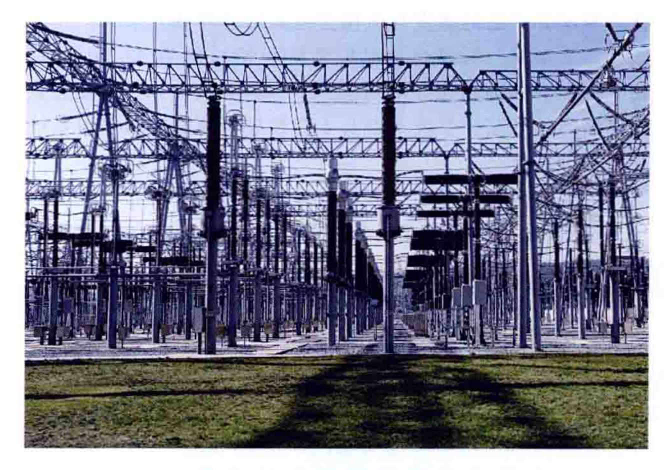


图 2　云南—广东直流输电工程楚雄换流站 500kV 交流场

直流滤波器　每极按 2 组无源滤波器布置场地考虑，本期装设 1 组三调谐无源滤波器（TT12/24/45）。

控制和保护　主要功能包括双极功率控制、极功率/电流控制、阀组控制、点火控制、阀的解锁/闭锁控制、无功控制、换流变压器分接头控制、直流顺序控制、附加控制、空载加压试验控制、系统监视、自动切换等控制功能的开发。其重点在于±800kV 直流特有运行方式的控制功能部分，如满足更多种运行方式的顺序控制；控制功能如何分配来提高系统的可用率；两个换流器的如何进行协调控制；系统的起停方式；单阀组的退出与投入操作如何实现，等等。

直流架空线路　线路全长 1373km，其中云南境内 284.1km，广西境内 794.039km，广东境内 294.375km，见图 3。全工程线路海拔高程为 10～2550m，全线高山大岭占 31.35%，一般山地占 44.47%，丘陵占 15.94%，平原占 5.53%，泥沼占 2.71%。工程在 0～20mm 冰区导线选择采用 6×LGJ-630/45 型钢芯铝绞线，30mm 冰区采用 AASCR-651/45 型钢芯铝合金绞线。全线为单回路铁塔设计。



图 3　云南—广东±800kV 直流输电线路

共用接地极　根据多回高压直流系统共用接地极研究成果，结合±800kV 云广直流工程和±500kV 贵广Ⅱ回直流输电系统条件，成功实现了贵广Ⅱ回直流和云广直流在受端共

用鱼龙岭接地极的工程应用。穗东换流站侧接地极线路长189.2km，贵广Ⅱ回直流宝安换流站侧接地极线路长189.2km，接地极采用直径为940m与700m同心圆环电极布置，电极外环采用ϕ70mm钢棒，埋深4.0m，内环采用ϕ60mm钢棒，埋深3.5m。

Yunnan Kunming Puji biandianzhan 35kV chaodao dianlan gongcheng

云南昆明普吉变电站35kV超导电缆工程 (35kV superconductor power cable project at Yunnan Kunming Puji substation) 中国第一组、世界第三组并网运行的实用性超导电缆工程。工程位于云南昆明普吉220kV变电站站内，工程设计容量为121MW。工程于2002年开始建设，最终于2004年4月19日在云南昆明普吉220kV变电站并网投运，运行现场见图。高温超导电缆正式挂网运行标志着中国在高温超导产品的研发与应用方面跃居世界领先水平。

工程组成 高温超导电缆系统包括长度为33.5m的三相35kV/2kA高温超导电缆本体、6套电缆终端、1套液氮循环制冷及其监控系统，以及1套超导电缆监控与保护系统共四部分组成。

三相高温超导电缆在普吉变电站场地上平行布置，以转角90°敷设。电缆终端是连接超导电缆、高压母线、液氮制冷系统三者的接口，每根电缆两端各有1套，共6套。制冷及其监控系统安装于电缆附近的热工房内，通过真空液氮输送管连接到电缆终端上，对电缆和终端进行冷却。超导电缆监控与保护系统安装于主控室内，远程监控计算机放置于主控台上。

工程特点 高温超导电缆采用额定电压35kV，额定电流2kA，主绝缘采用交联聚乙烯绝缘，电缆外径为111.7mm，电缆本体每相自重为9.2kg/m。

高温超导电缆本体包括支撑管、电缆导体、低温保持器、电绝缘层、电缆屏蔽层和护层五大部分。支撑管（电缆骨架）为罩有密致金属网的金属波纹管。电缆导体由铋系高温超导带材绕制而成，共四层，层间缠绕绝缘膜。低温保持器由同轴双层金属波纹管套制而成，两层波纹管间抽真空并嵌有多层防辐射金属箔。电绝缘层采用交联聚乙烯（XLPE）绝缘材料，置于热绝缘层外面，由于处于环境温度下，习惯上被称为热绝缘超导电缆（或常温绝缘超导电缆）。高温超导电缆的屏蔽层和护层的材料与常规电缆相同。



普吉超导电缆运行现场

(a) 从遮阳电缆廊道内看到的电缆；(b) 电缆廊道正面；(c) 电缆一端端头和部分电缆；(d) 电缆中部90°转弯处；(e) 电缆全景

工程使用常温绝缘双层液氮循环冷却结构、导体混合式设计、积木式终端结构等创新技术，涵盖了电缆系统的设计、制造工艺和设备制造，形成了超导电缆系统安装、试验和运行维护的技术规范与标准。



zantai dianji

暂态电击 (transient shock) 当接地良好的人接触电场中对地绝缘或接地不良的导体时，或对地绝缘或接地不良的人接触电场中接地良好的导体时，在接触瞬间因静电感应积聚在该导体或人体上的电荷以火花放电的形式通过人体向大地释放所造成的电击。暂态电击放电过程短暂，放电较强时可能出现火花，人体往往会有刺痛感。在输电线路下发生的电击，绝大多数属于暂态电击。暂态电击放电时产生的刺痛感程度与放电量、电场强度以及人体或导体对地绝缘水平有关，可分为可感知、恼人和疼痛等几个等级。在工频电场和直流电场（也称合成电场）下发生暂态电击的决定因素和能量感觉阈值是不同的。

工频电场下发生的暂态电击 决定暂态电击水平的主要因素是物体的感应电压和对地电容。而物体在电场中的感应电压除直接与电场强度大小有关外，还与物体对地绝缘的状况有关。通过对志愿受试者的实验得出，暂态电击的能量感觉阈值是：当释放能量为 0.1mJ 时人可以感觉；当释放能量为 0.5～1.5mJ 时，将使人有疼痛感和引起肌肉不自觉的反应。对人有危险的暂态电击的释放能量大约为 25J。输电线路下的大型车辆的放电能量一般不会超过 30mJ。国际大电网会议 1980 年指出，可以接受并能感觉到的暂态电击对应的平均电荷量约为 3μC。美国在特高压试验线路下做了各种暂态电击试验，被试人员 138 人，其中 8 名妇女。试验内容为雨天晴天打伞，脚踝接触细接地金属线，食指碰金属棒等。试验结果为，在 3kV/m 电场下，雨天打伞时，被试的全体人员都能感觉到暂态电击；脚踝碰细导线时，有 86% 的人能感觉到暂态电击。IEEE 2002 年标准 C95.6 *IEEE standard for safety level with respect to human exposure to electromagnetic field*，0－3kHz 中指出：与地绝缘良好的人触摸接地导体时，当电场强度为 5kV/m 时，约 7% 能感觉到静电放电所引起的疼痛感；当电场强度为 20kV/m 时，放电容易引起疼痛感；当电场强度为 5～10kV/m 时，如果无防护措施，可能引起疼痛感。

直流电场下发生的暂态电击 由绝缘物体在离子流场中的充电电荷决定。充电电荷及其能量与离子电荷密度、合成场强和物体形状、尺寸等有关，可达到相当大的数值。暂态电击的电荷感觉阈值是：1μC 轻度感觉，1.5μC 尚可接受，2μC 以上感觉严重；能量感觉阈值是：2mJ 开始有感觉，5mJ 感觉明显，50mJ 感觉很烦恼。物体的泄漏电阻对其充电的影响十分敏感：人体在数百兆欧以下，车辆在数十兆欧以下，充电电压就大为降低。世界卫生组织认为，每个人发生可感知放电的电场强度的最小值的范围大致为 10～45kV/m。中国在直流线路下的暂态电击试验表明：当人在直流线路电场为 12～26kV/m 的地方触摸停留的大型车辆时，均无感觉。在地面合成电场为 6.1～15.1kV/m 的范围，穿普通鞋的人触摸接地金属体、人接触接地金属线的同时触摸空中对地绝缘的金属线以及人打伞在线下行走时均无感觉。考虑极端情况，人打伞触摸金属柄，同时接触接地金属线，试验结果为：地面合成电场小于 9.6kV/m 时，无感觉；地面合成电场为 11～13kV/m 时，有轻微感觉；地面合成电场为 14.6～15.1kV/m 时，会产生类似人触摸水龙头时放电的感觉，但强度要小；直到地面合成电场达到 32.5kV/m，所发生的暂态电击类似人触摸水龙头时的放电。

一般情况下，人在交流或直流输电线路下感应的电荷很快会泄漏到大地，触摸接地物体时，不容易感受到暂态电击。当接地的人触摸停留在输电线路下对地绝缘的大型导电物体时，可能会感受到暂态电击。按前述阈值控制输电线路下的工频电场和直流合成电场，即使出现这种暂态电击，只会引起一种稍不舒服的感觉，类似人在地板上走动摩擦积累电荷再接触接地体时放电的感觉，不会对人造成伤害。

zhenkong duanluqi

真空断路器 (vacuum circuit breaker) 利用真空状态作为灭弧和绝缘的断路器。真空断路器主要用于 10～126kV 电力系统，能频繁操作、连续开断额定电流万次以上；在额定短路开断电流下也能连续开断数十次甚至上百次。灭弧部分不需检修，无火灾危险。

基本结构 由真空灭弧室（真空开关管）、绝缘支架和操动机构组成。真空灭弧室（如图 1 所示）为一个玻璃或陶瓷真空容器，对接式触头灭弧结构密封其中，金属屏蔽罩置于触头外面，动触头通过金属波纹管实现与外部机械的传动密封连接，动触头行程直接影响金属波纹管的使用寿命，因此真空断路器的触头行程一般较小，限制了真空断路器单断口的电压水平。绝缘支架起连接、固定和绝缘的作用。操动机构为真空断路器提供操作所需的能量。

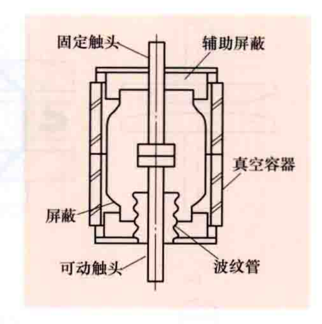


图 1 真空断路器灭弧室剖面图

原理 真空断路器的关合、分断过程是在真空灭弧室中完成的。真空灭弧室中触头结构和大小是影响开断能力最重要的因素之一。在触头结构一定时，触头的大小与开断电流的能力成正比，它们之间的关系是相对确定的。触头结构的不同决定了真空灭弧室工作机理和开断能力的差异。通常，平板触头只用于开断较小电流（一般小于 8～10kA），它简单地利用真空电弧等离子体在真空中的自然扩散特性，使电弧在电流过零点时自行熄灭，从而开断电流。当开断电流较大时，就必须采用横磁场触头或纵磁场触头结构。横磁场触头是利用电流流过一定结构的触头在触头间隙中产生垂直于电弧轴线的磁场驱动电弧高速运动，防止触头表面发生局部

过热和严重熔融，这样，电流过零后触头表面才能迅速停止向触头间隙发射金属蒸气，使原有的残余电弧等离子体得不到补充而迅速扩散，从而使电弧得以熄灭，达到开断电流的目的。纵磁场触头是利用电流流过一定结构的触头，在触头间隙中产生平行于电弧轴线的磁场阻止燃弧过程中电弧等离子体向触头间隙外的扩散，使电弧稳定在较低的能量水平，有效降低触头表面的烧蚀，而在电流过零后，这个纵向磁场迅速消失，较低浓度的残余等离子体迅速扩散使电弧熄灭，从而开断电流。真空灭弧室中的屏蔽罩用以冷凝和吸收弧隙的金属蒸气，对灭弧和绝缘起着重要作用。

主要类型 真空断路器可分为户内、户外两大类。户内真空断路器主要可分为落地式和悬挂式两种结构；户外真空断路器分为箱式和瓷柱式两种结构形式，由于户外产品对绝缘材料的抗老化性和机件的抗锈蚀性要求很高，以往的敞开或半密封结构逐步被全密封结构取代。

真空断路器采用铜铬触头材料、纵磁场结构和新的工艺等，提高了开断能力，缩小了尺寸。主要参数：额定电压，12、40.5、63、72.5、126kV；额定电流，3150、4000、6300A；额定开断电流，50、63、80、120kA；机械寿命，普通型10 000～30 000次，高频繁操作型30 000次、60 000次。

真空灭弧室按屏蔽罩的布置方式分为端封式、中封式和外露式等；按触头结构可分为：平板触头［图2（a）］、横磁场触头和纵磁场触头：横磁场触头有杯状结构［图2（b）］和螺旋槽结构［图2（c）］；纵磁场触头有线圈结构［图2（d）］、杯状结构［图2（e）］和马蹄形结构［图2（f）］；而装置软磁铁的纵磁场触头结构，性能更加优越。

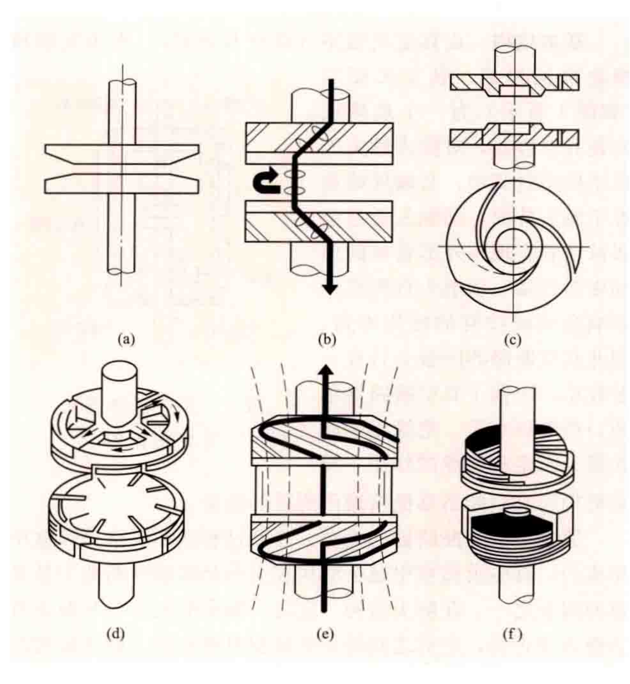


图2 真空灭弧室触头结构

（a）平板触头；（b）杯状结构横磁场触头；（c）螺旋槽结构横磁场触头；（d）线圈结构纵磁场触头；（e）杯状结构纵磁场触头；（f）马蹄形结构纵磁场触头

真空断路器的操动机构分为电磁操动机构、电动弹簧操动机构和永磁操动机构。

历史及发展 利用真空条件灭弧是在1926年由米利肯（Millikan）和索伦森（Sorenen）提出的，由美国通用电气公司制造出了第一台真空开关装置，但直到20世纪60年代后期一直发展缓慢，这是因为：①触头被烧熔后释放出大量气体及玻璃或陶瓷件与金属件之间焊接不好，造成真空压力增加；②触头材料合金成分不理想，在真空灭弧室关合时发生熔焊，短路开断电流不大，开断次数有限；③多次开断大电流后，触头间的冲击耐压水平下降，下降幅度超过30%；④开断过程中，可能形成截流过电压、三相同时截流过电压和多次重燃过电压而损坏设备（特别对电动机、空载变压器和电容器组负荷，要求配置$R-C$阻容和金属氧化物避雷器限制过电压保护装置）；⑤开断大电流后的触头之间，在介电强度恢复期中再次出现高频或工频电流的现象，即所谓非自持放电现象（NSDD）（也称开断后重燃、再导通、滑相）。20世纪70年代，美国通用电气公司赫布（Hebb）利用半导体提纯去除金属中的气体，采用铁-镍-钴合金实现玻璃或陶瓷与金属件的良好焊接，采用铜基合金触头材料（内含铬、铋、锑或它们的混合体），消除触头关合熔焊（使用最多的是铜、铬各占50%的铜铬合金）。从而基本上克服了上述存在的缺点，使真空断路器达到迅速发展。真空断路器在美国、日本、德国和中国等许多国家广为采用，并正在向小型化、大容量、免维护及更高的单断口额定电压方向发展。图3所示为德国ABB公司生产的VD4型真空断路器。

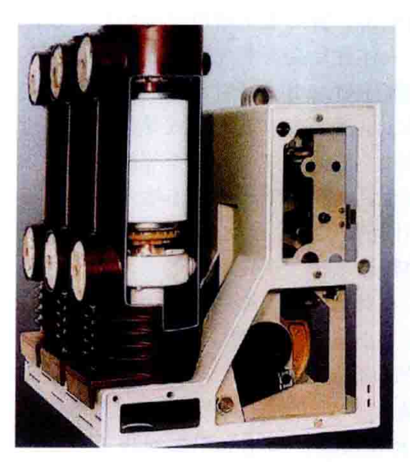


图3 ABB公司生产的VD4型真空断路器

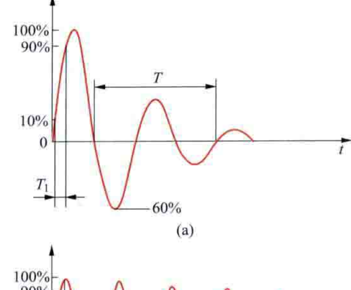
zhendangbo kangraodu shiyan

振荡波抗扰度试验 (oscillated wave immunity test)

为确定电气、电子设备受到振荡波骚扰时的性能而设立的试验。振荡波分为振铃波和阻尼振荡波两种波形。振铃波通常由电源和控制电路开关切换或雷击引起的，由于传播媒质和路径的不同，振铃波的上升时间和持续时间等参数会有变化，上升时间从10ns到几分之一微秒、持续时间在10～100μs之间。阻尼振荡波主要由发电站、变电站及重工业设备中的开关操作出现电弧重燃引起的，波形取决于开关间距、开关速度和电路参数，振荡频率从100kHz到几兆赫，重复率在几赫到几千赫间变化。

试验波形与等级 国际电工委员会（IEC）有关标准中规定的振荡波波形见图1。图1（a）为单个振铃波的波形，T_1为上升时间（开路电压，0.5μs；短路电流，1μs）；T为振荡周期（10μs）。其第一峰值电压上升时间为0.5μs±20%，小于1μs，波形的振荡频率为100kHz±10%，对前一峰值的衰减为60%。图1（b）为阻尼振荡波的波形，T_1为上升时间（75ns）；

T为振荡周期（1μs）（对于0.1MHz，10μs；对于1MHz，1μs）。其第一峰值电压上升时间为75ns±20%，波形的振荡频率分别为100kHz和1MHz±10%，第三到第六周期之间衰减至峰值的50%。



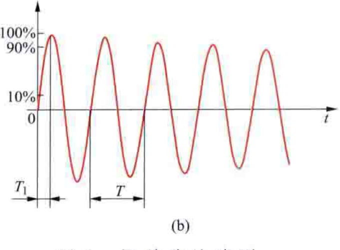


图1　振荡波的波形

(a) 振铃波的波形（开路电压和短路电流）；(b) 阻尼振荡波的波形

振荡波抗扰度试验波形的选择，应取决于受试设备所处电磁环境中的电磁骚扰情况。振铃波抗扰度试验用来模拟出现较少、重复率低的单次瞬态电磁骚扰。这种试验能够验证受试设备端口在这种环境的端口特性，但检测受试设备抗干扰的能力有限。阻尼振荡波抗扰度试验用来模拟对工业环境有较大余量的重复振荡瞬态电磁骚扰，它很容易检测受试设备在各种特殊的运行条件下的抗干扰能力，对发电站、变电站等使用的电子设备或者关注设备的可靠性时，应优先考虑。

表1　振铃波抗扰度试验等级

等级	共模电压(kV)	差模电压(kV)
1	0.5	0.25
2	1	0.5
3	2	1
4	4	2
×*	特定	特定

*　×是开放等级，可在产品规范中给出。

试验等级根据设备运行环境分为四级，更严重的特殊情况可由有关方面另定，如表1和表2所示。表1中为振荡波抗扰度试验等级，是根据电源或控制电路的切换以及雷击的间接影响来确定的。第1级适用于与局部电源保护装置相连的电源端口或控制室的电源；第2级适用于直接与住宅区域主配电电源相连的电源端口，通过隔离变压器、保护装置等与主配电电源相连的工业和设备的电源端口或与屏蔽电缆相连的电源、输入输出端口；第3级适用于与工业和设备专用配电系统相连的电源端口或与未屏蔽电缆相连的电源端口，以及与采取屏蔽措施的户外电缆相连的电源、输入输出端口；第4级适用于与电气和工业设备中呈现大容量感性负载特性的电源相连的电源端口或与未采取屏蔽措施的户外电缆相连的电源、输入输出端口；与等级待定的电源电缆并联运行的电缆相连的输入输出端口可适用于每一等级。表2中为阻尼振荡波抗扰度试验等级，是根据设备中运行电缆表现的基本现象来确定，一般采用两段屏蔽层与接地网相连的屏蔽电缆。第1级适用于与控制室限定区域内铺设的电缆相连的端口；第2级适用于与控制室和继电器室内设备电缆相连的端口；第3级适用于在控制室和继电器室内的设备电缆相连的端口，电压采用2.5kV。第×级由用户自行根据设备运行条件确定。

表2　阻尼振荡波抗扰度试验等级

等级	共模电压(kV)	差模电压(kV)
1	0.5	0.25
2	1	0.5
3	2**	1
×*	特定	特定

*　×是开放等级，可在产品规范中给出。

**　对于变电站设备此电压升至2.5kV。

受试设备的电源、信号和控制端口可以应用不同的试验等级，但用于信号和控制端口的试验等级与用于电源端口的试验等级相差不应超过一级。

试验设备　由试验信号发生器和耦合/去耦网络组成。

试验信号发生器　图2给出了产生振铃波和阻尼振荡波的电路原理图，试验信号发生器应具有在短路情况下工作的能力。振铃波的重复率为1～60Hz。阻尼振荡波的重复率分别为100kHz时至少40次/s，1MHz时至少400次/s，第三到第六周期之间衰减至峰值的50%，持续时间不小于2s。

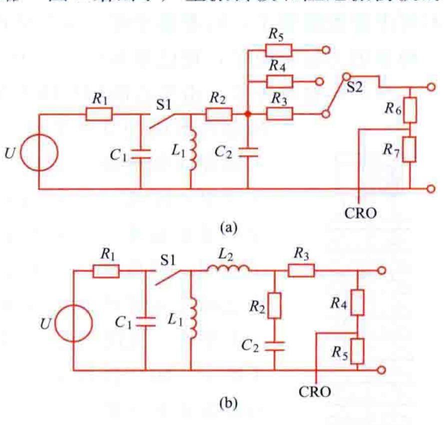


图2　试验信号发生器电路原理图

(a) 振铃波；(b) 阻尼振荡波

U—高压电源；R_1—充电电阻；C_1—储能电容；S1—高压开关；L_1—振荡电路线圈；L_2—滤波电感；R_2—滤波电阻；CRO—监视信号；C_2—滤波电容；R_3—200Ω电阻；R_4—30Ω电阻；R_5—12Ω电阻；S2—输出阻抗选择开关；R_6、R_7—分压器电阻

耦合/去耦网络　将共模或差模试验电压加到受试设备的电源、信号和控制端口并避免试验电压对试验用的辅助设备产生影响的网络。耦合/去耦网络的耦合电容应与所选试验信号发生器的阻抗相对应，在某些情况下，耦合电容可由其他耦合装置代替，如气体放电管等。耦合/去耦网络应有专门的接地端。

试验程序　按照受试设备的实际运行情况，连接各种辅助设备，按照试验要求布置各种设备，图3给出了台式设备的布置。对振铃波试验，至少施加5个正极性和5个负极性的试验电压，时间间隔至少1s，取决于试验信号发生器的阻抗、受试设备以及包含在试验中的其他瞬态保护器。对阻尼振荡波试验，优先采用100kHz和1MHz振荡频率。试验电压应施加于电源、输入输出和通信端口，并应用两种极性，持续时间不应少于2s，两次连续试验的

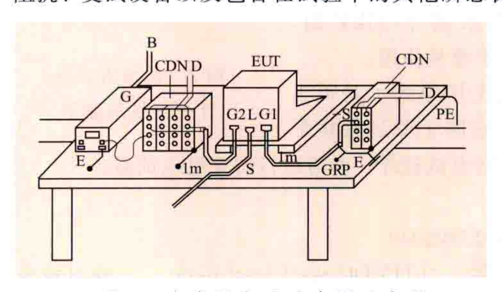


图3　台式设备试验布置示意图

PE—保护接地；EUT—受试设备；B—供电电源；G—试验信号发生器；L—通信端口；GRP—接地参考平面；G1—电源端口；G2—输入/输出端口；D—信号/控制源；CDN—耦合/去耦网络；E—接地连线；S—绝缘支撑

注：接地连线应按实际尽可能短。

时间间隔最短 1s。

试验结果的评价 见电磁抗扰度试验。

试验报告 见电磁抗扰度试验。

zhizhu jueyuanzi

支柱绝缘子

(post insulator) 刚性地固定在构架上用以支持带电导体或设备的绝缘子。按其外形结构不同，主要分为棒形支柱绝缘子和针式支柱绝缘子两类，前者属于不可击穿类绝缘子，后者属于可击穿类绝缘子。此外，还有一种盘形支柱绝缘子，现已基本淘汰不用。

棒形支柱绝缘子 由实心的圆柱棒形绝缘件和两端的连接金具组成的支柱绝缘子。其绝缘件由电工陶瓷或钢化玻璃制成。绝缘件表面设有伞（裙）或棱，以提高沿表面闪络电压。金具通常是连接相同类型的棒形支柱绝缘子或固定带电导体用的法兰。金具与绝缘件之间用高强度水泥或其他黏合剂胶装成一个整体（见图 1）。户外式棒形支柱绝缘子的伞（裙）比较宽大，而户内式的则只有棱而无伞（裙）。

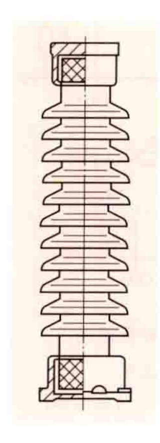


图 1 棒形支柱绝缘子

棒形支柱绝缘子多用于发电厂和变电站中的母线和高压电气设备的绝缘。

棒形支柱绝缘子的试验项目有工频干、湿耐受电压试验，雷电全波冲击耐受电压试验等电气性能试验，以及抗拉、抗压、抗弯曲和抗扭转等机械性能试验。

针式支柱绝缘子 由伞形绝缘件、针形脚和帽形法兰组成的支柱绝缘子。其绝缘件的表面大致与电场的等位面重合。由多层绝缘件组成的针式绝缘子，要求各层的电压分布与每层的耐受电压相适应。由于极间的距离远小于沿表面的闪络距离，针式支柱绝缘子属于可击穿类绝缘子，它的电压等级较低，一般在 35kV 及以下。

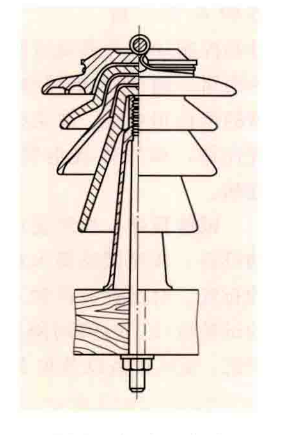


图 2 电站用户外针式支柱绝缘子

低压的针式支柱绝缘子常用于通信线路和低压配电线路。电站用户外针式支柱绝缘子（见图 2），在电压等级高于 35kV 时，可将多个绝缘子叠装使用。

由于针式支柱绝缘子是可击穿类绝缘子，它除了要进行棒形支柱绝缘子的所有试验外，尚需进行击穿电压试验。

zhiliu chuanqiang taoguan

直流穿墙套管

(HVDC wall bushing) 穿过换流站阀厅或户内直流场墙壁，承受直流电压的一种套管。用于户内和户外电气连接，其所承受的直流电压叠加了微小交流电压。导杆沿圆柱形绝缘体的轴线穿过，能承受直流电流及谐波电流。直流穿墙套管的环形金属法兰安装在绝缘外套上用于套管的接地。同其他套管相比，直流穿墙套管所需承受的电场较为复杂，包括直流电场、交流电场和极性反转电场。由于套管通常包括多种绝缘材料，在直流电压下的电场分布和交流电压下的分布不同，因此直流穿墙套管需要采取均压、屏蔽等措施，这使得直流穿墙套管结构也更为复杂。

直流穿墙套管的设计通常要满足：①在直流耐受电压、工频耐受电压和极性反转试验电压下不发生局部放电、闪络、热击穿；②在直流耐压试验和工频耐压试验时不发生滑闪放电；③在冲击电压下不发生闪络现象。直流工程中一般每个 12 脉动换流器放置在一个阀厅内，安装在换流器高压端或户内直流场的直流极线出线位置的套管，直流额定电压和直流输电系统额定直流电压一致，套管的冲击绝缘水平与避雷器的配置及其特性有关，由绝缘配合确定。安装在换流器低压端或户内直流场滤波器电容器低端中性线位置的套管，额定电压一般为几十千伏。特高压直流输电工程采用两个 12 脉动换流器串联输电方案，每极需要设置高、低端两个阀厅。用作高、低端阀厅之间的连接的套管额定电压为直流输电系统额定电压的一半。

直流穿墙套管通常为干式套管，绝缘可以分为内绝缘和外绝缘两个部分。套管外绝缘一般为硅橡胶外套，套管内绝缘采用胶浸纸或绝缘气体。不同安装位置的套管通常采用不同的绝缘结构型式。极线穿墙套管和中点套管绝缘水平较高，通常采取复合绝缘结构。紧靠导电杆为锥形固体绝缘结构，该结构以环氧树脂浸纸为主要绝缘而构成的电容芯子——绝缘纸和铝箔缠绕在导杆上并用真空干燥后以树脂浸渍。电容芯子以电容屏来均匀径向及轴向电场分布。锥形结构外为绝缘气体，该部分主要承担套管的纵向电场，在套管的端部一般会采取内屏蔽以使套管内轴向电场均匀，再往外是环氧玻璃筒和硅橡胶外套。

安装在中性线的套管外绝缘使用有机复合外套，在主绝缘和外绝缘之间充以单一绝缘介质，绝缘介质可以为环氧树脂浸纸、绝缘硅胶、绝缘气体。

zhiliu chuanqiang taoguan shiyan

直流穿墙套管试验

(tests of HVDC wall bushing) 采用必要手段和设施，对直流穿墙套管的技术性能和制造质量进行的试验。直流输电用直流穿墙套管属于直流套管，依据中国国家标准 GB/T 22674《直流系统用套管》和 GB/T 26166《±800kV 直流系统用穿墙套管》，直流穿墙套管试验分为型式试验、逐个试验、特殊试验和现场交接试验四种。

型式试验 试品应在逐个试验合格后的产品中随机抽取一只进行试验。在型式试验中，套管将承受比实际运行时高的负荷，试验中不应出现任何损伤。具体项目包括工频干耐受电压试验及局部放电量测量，雷电冲击干或湿耐受电压试验，操作冲击干或湿耐受电压试验，温升试验，悬臂负荷耐受试验，充液体、充混合物和液体绝缘套管的密封试验，充气、气体绝缘和浸气套管的内压力试验，尺寸检验，符合伞套材料试验，热短时电流耐受试验，无线电干扰电压试验。

逐个试验 试验应按以下顺序对每只套管逐只进行，具体项目包括介质损耗因数和电容量测量，雷电冲击干耐受试验，工频干耐受电压试验，重复测量介质损耗因数和电容量，直流耐受电压下的局部放电量的测量，极性反转试验下的局部放电量的测量，介质损耗因数和电容量的重复测量，抽头绝缘试验，充气、气体绝缘和浸气套管的内压力试验，

充液体、充混合物和液体绝缘套管的密封试验，充气、气体绝缘和浸气套管的密封试验，法兰或其他装配件的密封试验，外观和尺寸检查。

特殊试验　包括污秽条件下的人工淋雨试验，人工污秽试验，均匀淋雨直流电压试验，不均匀淋雨直流电压试验。

现场交接试验　应在套管安装现场进行，具体项目包括外观检查，套管主绝缘的绝缘电阻测量，测量端子的绝缘电阻测量，套管主绝缘的介质损耗因数和电容值测量，末屏对地的介质损耗因数测量，套管渗漏检查，套管中油样性能（油中水分含量、介质损耗、击穿电压）测量和油中气体分析。

zhiliu dianlan

直流电缆　(direct current cable)　用于高压直流输电系统中的电力电缆。直流电缆（见图）除了运行的电气特性与交流的不同，其结构和交流电缆基本相同。

直流输电系统通常是正、负双极运行，为提高可靠性，直流电缆一般为单芯电缆。因为直流电缆的导体没有集肤效应和邻近效应，即使输送很大电流，也不必采用复杂的分割导体结构。直流电缆的绝缘可以和油浸纸绝缘电缆、挤包绝缘电缆、自容式充油电缆、充气电缆的绝缘相同，而铠装层因不受导体电流的影响，不需考虑铠装层的损耗和降低铠装层电阻率的措施。



直流电缆截面

交流电缆的最大场强总是在导体表面紧靠绝缘层处，而直流电缆的电场强度是按绝缘的电阻系数成正比分配的，绝缘的电阻系数是随温度而变化的，即绝缘层中的最大电场强度不仅与外加电压有关，而且与负载有关。当无负载时，最大电场强度在电缆导体的表面。当负载增大时，因靠近导体处温度较高，绝缘电阻系数降低，则导体表面的电场强度减少，而绝缘表面的电场强度逐渐增加。因此直流电缆允许的最大负载不应使绝缘表面的电场强度超过其允许值，即不仅要考虑电缆的最高工作温度，而且还要考虑绝缘层的温度分布。

直流电缆的另一特点是绝缘必须能承受快速的极性转换。在带负荷的情况下极性转换会引起绝缘内电场强度的增加，通常增加50%～70%。如果采用电压源型直流输电技术，直流电缆可避免承受电压极性翻转造成的电场强度增加。

1880年，美国T. A. 爱迪生在纽约城用绕包麻带的铜棒穿在铸铁管中浇注沥青后作为配电照明用，是最早的直流电缆。1906年，法国建成连接穆捷（Moutier）电厂至里昂（Lyon）铁路总站的HVDC输电线路，起始电压等级57.6kV（后升至125kV），总长180km，大部分采用架空线，在里昂市区采用了一对4km长粘性油浸纸绝缘（MI）地下电缆，这根电缆被认为是首条商业运行的高压直流电缆。1973年日本制成±500kV直流充油电缆。

从20世纪90年代开始，作为直流输电系统中的关键元件——塑料挤出绝缘直流电缆技术在欧洲和日本得到了广泛的研究和发展。早在20世纪60年代，交联聚乙烯就已被用作高压交流电缆绝缘，200kV聚乙烯直流电缆也投入试验，但由于在直流电场下其内部空间电荷的聚集效应，一直无法直接应用于高压直流电缆。20世纪90年代，日本研究人员发现添加纳米材料能有效抑制交联聚乙烯（XLPE）中的空间电荷累积，利用该纳米复合材料研制出250kV直流电缆，并参照1970年提出的直流XLPE绝缘电缆长期老化试验方法和CIGRE推荐的适用于充油电缆的试验方法通过了型式和预鉴定试验。同样技术制造的500kV直流电缆也通过了型式试验。1998年，北欧化工公司（Borealis）基于化学改性方法研制出高压直流电缆用XLPE绝缘材料，自此挤出绝缘高压直流电缆的应用逐渐增多。已运行和在建的交联聚乙烯绝缘高压直流电缆线路总长度超过3000km，运行电压最高达到±320kV（德国Dolwin）。2013年12月，中国广东汕头南澳±160kV/200MW三端柔性直流输电示范工程正式投运，同时采用挤出绝缘的直流高压电缆线路约40km。舟山±200kV的挤出绝缘高压直流电缆线路正在建设中。

zhiliu dianliu celiang zhuangzhi

直流电流测量装置　(HVDC current measurement device)　用于测量换流站直流回路电流的装置。通常安装于直流换流站的高压直流线路端以及换流站内中性母线和接地极引线处，其二次侧输出信号是与一次侧直流电流成正比的低压直流电压或电流，或者是数字信号。该装置用于直流系统的控制和保护。主要技术性能要求为输出电路与被测主回路之间要有足够的绝缘强度、抗电磁干扰性能强、测量精度高与响应时间快等。高压直流电流测量装置有电磁型、光电型、零磁通型和全光纤型。

电磁型　电磁型直流电流测量装置分为串、并联两种形式，其原理接线分别见图1的(a)、(b)，其主要组成部分为饱和电抗器、辅助交流电源、整流电路和负载电阻等部件。其工作原理与磁放大器相似。由于电抗器磁芯材料的矩形系数很高，矫磁力较小，当主回路直流电流变化时，将在负载电阻上得到与一次直流电流成比例的二次直流信号。电磁型直流电流测量装置的主要性能为：测量精度一般为0.5～1.5级，响应时间为50～100μs；一次电流小于10%的额定值时不正确响应为0.5%～3%。

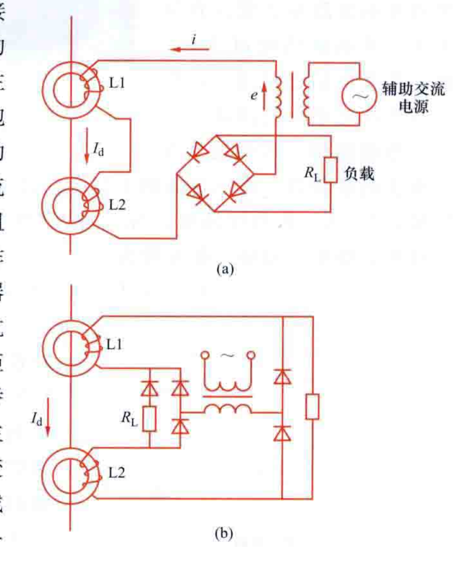


图1　电磁型直流电流测量装置原理接线图

(a) 串联型；(b) 并联型

光电型　光电型直流电流测量装置方框图如图2所示。光电流传感器（OCT）通常由如下部分组成：①高精度的分流器。它可以是分流电阻，也可以是罗果夫斯基线圈

(Rogowski coil)。②光电模块（图 2 中所示的远方模块）。该部分也位于装置的高压部分，其功能是实现被测信号的模数转换及数据的发送。远方模块的电子器件是由位于控制室的光电源通过单独的光纤供电。③信号的传输光纤。④光接口模块（图 2 中所示的就地模块）。该部分位于控制室，用于接收光纤传输的数字信号，并通过模块中处理器芯片的检验控制送至相应的控制保护装置。

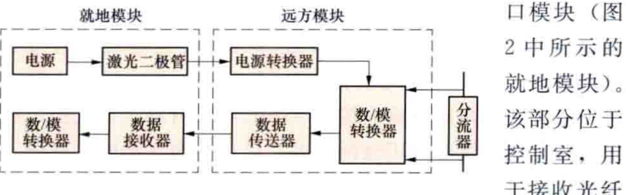


图 2　光电型直流电流测量装置方框图

光电流传感器所测的直流电流值以数字光信号通过可长达 300m 的光纤送至控制室的接收器。其测量精度可达 0.5 级，测量频率范围可从直流至 7kHz。

光电型（如图 3 所示）与电磁型相比最大的优点是对地支柱体积小，电子回路更为简单，这对减少闪络故障、减少电磁干扰具有显著优点，并可降低造价。但光电型的响应速度不及电磁型。光电型产品已于 20 世纪 90 年代用于高压直流输电工程的保护测量。具有更高采样频率和频带宽度的新型光电型直流电流测量装置正在开发中，其测量精度可达 0.2 级。新型产品将可进一步用于直流控制系统的测量。



图 3　光电型直流电流测量装置

零磁通型　零磁通型直流电流测量装置工作原理如图 4 所示，其中 N_1 为一次绕组匝数，N_2 为二次绕组匝数，N_0 为检测绕组匝数，N_3 为补偿绕组，绕组的磁势平衡方程为

$$\underline{I}_1 N_1 + \underline{I}_2 N_2 + \underline{I}_3 N_3 = \underline{I}_0 N_0$$

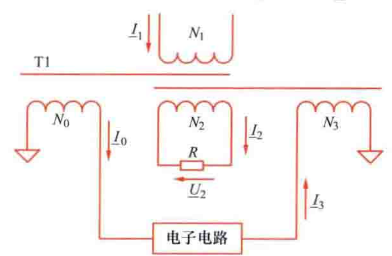


图 4　零磁通型直流电流测量装置工作原理

通过电子电路的补偿作用后，可以使 $\underline{I}_3 N_3 = \underline{I}_0 N_0$，磁芯磁通为 0，一、二次绕组电流之间满足严格的 $\underline{I}_1 N_1 + \underline{I}_2 N_2 = 0$，相当于没有误差。零磁通型电流互感器测量精度可达 0.1 级，可以极大地提高电磁型电流互感器的测量精度。

全光纤型　全光纤型直流电流测量装置工作原理如图 5 所示，它采用法拉第磁光效应原理，电流通过导体时产生的磁场会对环绕导体光纤中的光波传输产生影响。光源发出的光波分成两束物理性能不同的光，并沿光缆向上传播，在导体处，两光波经反射镜的反射，发生交换，再回到光电探测器处并发生相干叠加。当导体中无电流时，两束光波的相对传播速度保持不变，即没有出现相位差；而导体通上电流后，在通电导体周围磁场的作用下，两束光波的传播速度发生相对变化，即出现了相位差，最终表现的是探测器处叠加的光强发生了变化，通过测量光强的大小，即可测出对应电流的大小。

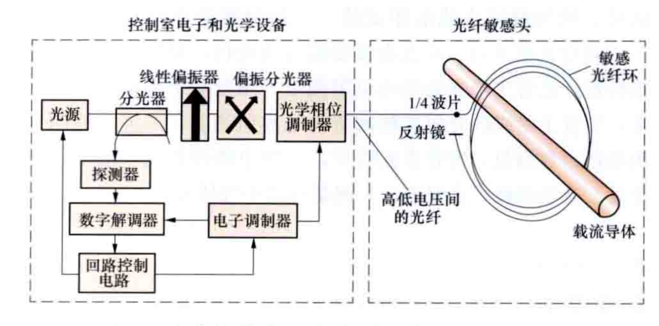


图 5　全光纤型直流电流测量装置工作原理

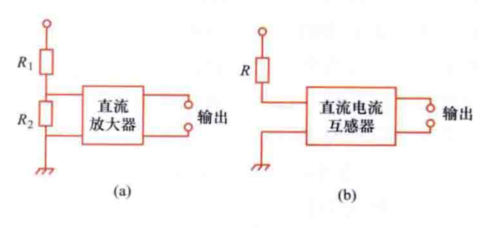
全光纤型直流电流互感器已经在部分电力工程中得到应用，测量精度达 0.2 级，由于其技术优势明显，已成为新型电流互感器发展和应用的主流方向。

zhiliu dianya celiang zhuangzhi

直流电压测量装置　(DC voltage measurement device)

用于测量换流站直流电压的装置，亦称直流电压互感器。它不仅要有足够的测量精度，而且要有一定的频率响应范围，以满足有关高压直流输电线路监测、控制和保护的要求；在高压直流主回路与二次输出电路之间应有静电层屏蔽，以保证安全和减小干扰。直流电压测量装置按其工作原理分为电压型和电流型。

电压型直流电压测量装置由分压器和直流放大器组成。其一次电路为温度系数很小并加装有屏蔽环或补偿电容的电阻分压器，它的作用是分压和限流。分压器的高压单元和低压单元分别见图（a）中 R_1 和 R_2。其低电压信号经由放大器隔离和处理，得到功率足够的信号后输出。放大器通常有磁放大器、电放大器或光放大器。磁放大器通常采用推挽式，以保证被测电压为正、负或零值时均有足够的精度，其误差为 0.5%～1.5%，响应时间为 1～100ms。电放大器通常为电子调频放大器，其误差一般为 0.5%～1.5%，响应时间小于 100μs。光放大器有光电隔离放大器和光纤光电耦合数据采集两种，后者主要的优点是具有很强的抗电磁干扰的能力。



直流电压测量装置原理示意图

(a) 电压型；(b) 电流型

电流型直流电压测量装置由高电阻 R 和直流电流互感器串联构成［见图（b）］。电流互感器所测得的电流可精确表达高电压值，其精度可达 0.2 级，响应速度为 50～100μs。

zhiliu gaodianya shiyan shebei

直流高电压试验设备　(direct current high voltage test equipment)

产生直流高电压的试验装置，主要

用于研究和检验直流输电设备和绝缘材料在直流高电压下的绝缘性能、直流输电线路电晕和离子流及其效应等。一些电容量较大的交流设备，如电力电缆、电容器等，也常用高电压直流发生器进行绝缘试验，以减小对试验设备容量的要求。虽然用直流电源代替交流电源比较方便和经济，但因在绝缘中的电场分布不同，须注意替代试验结果的有效性。高电压直流发生器（如图1所示）还可以作为其他高电压试验设备如冲击电压发生器、冲击电流发生器、振荡回路等的电源。在其他科技领域里，如物理学（加速器、电子显微镜等）、电子医疗设备（X射线）、工业应用（废气沉淀、静电喷漆等）或电子通信（电视、广播站）等方面也被广泛应用。



图1 中国电力科学研究院±1800kV高电压直流发生器

在高电压实验室中通常用交流电压整流的办法产生直流高电压。整流电路主要有简单整流电路和串级整流电路，其基本要求是：①其输出电压的纹波系数应不大于3%；②一旦被试品发生闪络，电源应能够维持电弧，最终由开关断开电源。高压硅堆是高压整流电路中将交流变换成直流的关键元件。另外直流高电压也可由静电发生器产生。

高电压直流发生器的特性，用额定直流电流（平均值）I_D、相应的输出电压（平均值）U_D 和电压纹波系数 S 表示

$$S=(U_{max}-U_{min})/(2U_D)$$

式中 U_{max} 和 U_{min} 分别是输出电压的最大值和最小值。

简单整流电路　高电压实验室中应用最广泛的基本整流电路如图2所示。空载时，半波整流电路的输出电压等于变压器输出交流电压的最大值 U_m；两种倍压整流电路的输出电压都等于2倍交流电压最大值，即 $2U_m$。负载时，输出电压降低，并发生脉动。

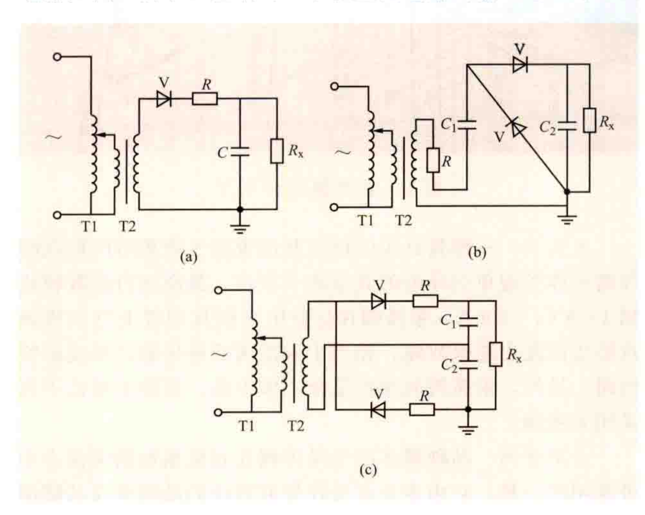


图2 几种常见的简单整流电路图
(a) 半波整流；(b) 倍压整流（一）；(c) 倍压整流（二）
T1—调压器；T2—试验变压器；V—硅堆；C、C_1、C_2—滤波电容器；R—保护电阻；R_x—负载电阻

串级整流电路　将图2中（b）或（c）所示的倍压整流电路 n 级串联起来，空载时输出电压可达 $2nU_m$，而以图2（b）为基础的串级高压直流发生器应用更为广泛。负载时，串级高压直流发生器的电压降落和电压脉动都随级数的增加而急剧增加，并与电容器的电容量及电源频率成反比，因此，为了减小电压降落和纹波系数需要采取最小的回路级数，尽可能加大电容器的电容量，并提高电源的频率。在各国的高压实验室中高压直流发生器的最高电压可达1.5～2MV。

高压硅堆　一般是由多个硅二极管串联组成。通常用额定电流、正向压降、额定反峰电压等参数表示它的特性。高压硅堆中串联的各个硅二极管上的电压分布不均匀将影响额定反峰电压。为此，在每个二极管上并联电阻并在每组二极管上并联电容，可以使各个二极管上的稳态和暂态电压分布均匀。提高单个硅二极管的反峰电压并相应减少二极管串联的个数，也是保证高压硅堆的反峰电压的办法。

静电发生器　由皮带驱动的静电发生器直接由机械能转换为电能并通过积聚电荷产生高电压。它的特点是波形稳定，纹波系数小，但输出电流有限。电压可从几十千伏到25MV，电流不过几毫安。静电发生器常用于X射线管和各种带电粒子加速器的高压电源，还可用于静电喷漆、静电除尘，但很少用于电力产品的直流高电压试验。

直流高电压测量　通常是测量电压的算术平均值。应用示波器测量波形，并验证其纹波幅值在标准允许范围之内。因平均值与有效值相差很小，可用高压静电电压表直接测量其平均值，也可采用中国国家标准规定的棒—棒放电间隙测量峰值直流高电压。更普遍使用的是由电阻分压器或电压测量阻抗（高压电阻）组成的电压转换装置，该转换装置应能确保其绝缘外表面的泄漏电流对测量不确定度的影响可以忽略。通常使用电阻分压器和低压静电电压表或其他高输入阻抗的仪器、仪表相组合来测量电压的算术平均值及波形，应用示波器可测量波形，并验证其纹波幅值在标准允许范围之内。另外，也常用高欧姆电阻器与微安表相串联来测量直流高电压的平均值。

zhiliu huanliu bianyaqi shiyan

直流换流变压器试验

（tests of converter transformers）　根据有关标准，采用测试手段对换流变压器的技术性能和制造质量在工厂进行的试验。此外，换流变压器还有在安装竣工时的交接性试验和运行期内的预防性试验。换流变压器试验按产品进行试验的范围可分为例行试验（每台产品进行）、型式试验（每种型式产品抽一台进行）和特殊试验（一台或几台产品上进行）。按试验的性质和内容可分为基本性能参数测定、绝缘试验和其他试验。换流变压器大部分试验项目和方法与普通电力变压器相同。但是，由于在绕组中存在大量的谐波电流，以及阀侧绕组在承受交流电压的同时还要承受直流电压等因素，换流变压器的试验也有其特殊性。

基本性能参数测定试验　换流变压器基本性能参数测定

试验包括：①绕组电阻测量；②电压比测量及接线组别或极性校定；③空载损耗及空载电流测量；④声级测量；⑤工频下短路阻抗及负载损耗测量；⑥谐波负载损耗测量；⑦温升试验；⑧负载电流试验；⑨三相变压器零序阻抗测量；⑩空载电流谐波测量。其中①、②、③、⑤、⑥、⑧为例行试验，⑦为型式试验，④、⑨、⑩为特殊试验。

谐波负载损耗测量按 IEC 61378 *Converter Transformers—Part 1: Transformers for Industrial Applications* 在工频下和频率不小于 150Hz 下分别测量负载损耗再推算各次谐波的损耗；或按 IEEE Std. 1158 *IEEE recommended practice for determination of power losses in high voltage directcurrent (HVDC) converter stations* 直接测量各次谐波损耗。换流变压器进行温升试验时注入的损耗应包括谐波负载损耗和由直流偏磁引起的空载损耗的增加量。对于不进行温升试验的产品，应进行负载电流试验，试验时注入与温升试验相同的电流。温升试验和负载电流试验前后均应取油样作油中溶气分析，以监测有无局部过热情况。

按 IEC 60551 *Determination of transformer and reactor sound levels* 的规定，换流变压器声级测量在正弦空载电压下进行，但实际运行中的声级水平可能要高出 10～20dB (A)。

绝缘试验　包括：①绕组绝缘电阻和介质损耗测量；②铁芯和夹件绝缘电阻测量；③雷电冲击（全波、截波）耐压试验；④操作冲击耐压试验；⑤网侧中性点外施工频耐压和雷电冲击耐压试验；⑥阀侧外施直流耐压试验及局部放电测量；⑦阀侧直流极性反转试验及局部放电测量；⑧阀侧外施交流耐压试验及局部放电测量；⑨感应耐压试验及局部放电测量；⑩绝缘油试验。绝缘试验均为例行试验。以上试验中施加高电压的试验项目应按所列顺序进行，感应耐压试验（分为短时感应耐压试验、长时感应耐压试验）及局部放电测量应为最后一项高压绝缘试验，其结果可为前面试验中绝缘是否受损提供进一步的验证。

阀侧直流试验是换流变压器所特有的，其中外施直流耐压用于考核阀侧绝缘（主要是固体绝缘如纸和纸板）运行中承受长时间直流工作电压的能力，而极性反转试验用于考核绝缘（主要油隙）承受动态直流电压（起停、潮流反转）的能力。阀侧外施交流耐压试验作为对油隙绝缘的补充考核。

直流耐压试验的时间为 120min，试验电压系数（试验电压与最高工作电压之比）由避雷器保护配置决定，约为 1.5。极性反转试验包括两次极性反转，每次反转前加压 90min，第二次反转后维持 45min，试验电压系数约为 1.25，极性反转要在 1min 内完成，最大不超过 2min。以上两项试验均测量局部放电。直流局部放电以“在一定时间内大于一定放电量的脉冲不多于若干个”作为试验通过的标准，也就是控制放电量大的脉冲出现的频率。换流变压器的另一个特点是阀侧绕组为全绝缘，阀侧绕组两端都要承受很高的冲击试验电压，其值可以高于端子间电压。

绝缘油试验除按 IEC 60567 *Oil-filled electrical equipment Sampling of gases and oil for analysis of free and dissolved gases——Guidance* 进行外，在冲击试验、直流耐压、极性反转试验和感应耐压试验前后均应作油中溶气分析，作为监测试验时内部有无放电发生的手段之一。

其他试验　其他特殊试验包括短路耐受试验、1h 励磁测量、空载下声级测量、12h 空载试验、4h 油流静电试验、频率响应测量、阻抗特性测量、杂散电容测量等。其他例行试验包括油箱正压和真空试验、有载分接开关试验、套管试验、电流互感器试验等。其他型式试验有风扇及油泵的功率测量等。

换流变压器阀侧套管直流耐压和极性反转试验的试验电压应比对应的换流变压器试验电压通常提高 10%，套管试验时应安装在模拟变压器绕组出线的隔板绝缘结构的油箱上。

zhiliu huanliufa

直流换流阀　(HVDC converter valve)　实现交流-直流及直流-交流转换的设备。换流阀是进行换流的关键设备，在直流输电工程中它除了具有进行整流和逆变的功能外，在整流站还具有开关的功能，可利用其快速可控性对直流输电的起动和停运进行快速操作，阀厅见图 1。直流输电所采用的换流阀有汞弧阀和半导体阀两大类。半导体阀是半导体电力电子元件串联组成的桥臂及其合装在同一个箱体中的相应辅助设备的总称，比汞弧阀有明显的优点。半导体阀可分为常规晶闸管阀（简称晶闸管阀，也称可控硅阀）、低频门极关断晶闸管阀（GTO 阀）和高频绝缘栅双极型晶体管阀（IGBT 阀）三类。现在绝大多数直流输电工程均采用晶闸管阀。IGBT 阀已有在实际直流输电工程中的应用实例。

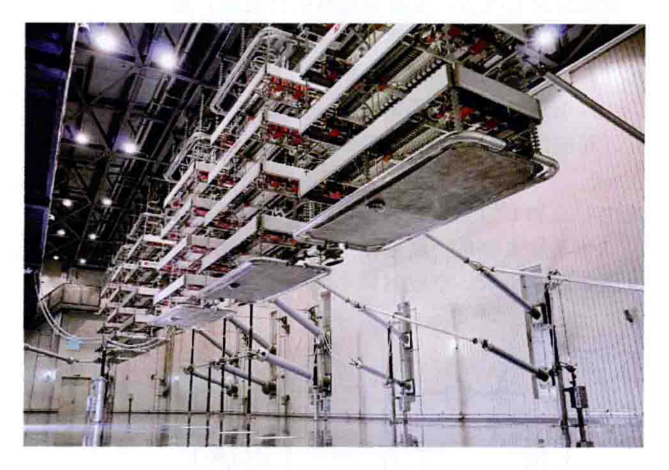


图 1　直流换流阀阀厅

汞弧阀　一种具有汞阴极并利用汞蒸气电离后所形成的等离子体实现单向导电的真空离子器件。最高运行参数曾达到 150kV、1800A。汞弧阀在运行中会因其阳极上有阴极斑点形成而发生逆弧故障，相当于汞弧阀反向导通，形成桥臂短路。另外，汞弧阀的维护复杂，成本高。新建工程已不再采用汞弧阀。

晶闸管阀　品种繁多的半导体阀在直流输电换流技术中最常用的一种。它由多个有受控导通特性的晶闸管及其辅助设备构成的晶闸管级串联而成。高压直流输电中使用的晶闸管芯片直径已达到 134mm，反向非重复阻断电压已达到 9.3kV，稳态直流电流和浪涌电流能力分别达 5kA 和 50kA 以上。晶闸管阀自从 20 世纪 70 年代在瑞典哥特兰岛工程中

首次使用以来，截止到2012年底，已在110多个直流输电工程中采用，是直流输电工程中换流设备的基本选择。晶闸管阀最高运行参数为±800kV/5000A。晶闸管阀与汞弧阀相比具有一系列的优越性（见晶闸管换流阀），但换流阀无自关断能力，换相仍需借助外部的换相电压完成，换流器在运行时需要大量的无功，有换相失败的可能性，向弱交流系统送电比较困难。

GTO阀　由受控开通和关断的GTO元件串联组成的半导体阀，用作电压源换流器和电流源换流器。由于关断损耗大，切换频率低，只能应用于工频，且所产生的谐波量较大。另外，元件串联和均压困难，因而阀的额定电压受到限制，不利于在长距离高压直流输电系统中采用，多用于电气拖动等场合，在背靠背直流输电系统中已有采用。

IGBT阀　由具有良好的受控开通和关断特性的高频绝缘栅双极型晶体管（IGBT）元件串联组成的半导体阀。由于其良好的高频开断特性，常采用脉宽调制技术（PWM）组成电压源换流器。这种换流器不但具有和同步电机一样良好的外特性，而且谐波量小，响应速度快，换流变压器接线简单，甚至不需要换流变压器。曾经由于多元件的串联和均压仍存在一定的技术困难，应用的电压不高，但通过模块化多电平换流技术（multi-level modular converter，MMC）已能在更高电压等级得到应用。单个IGBT最高运行电压为6500V，对应电流600A；最大电流为3600A，对应电压1700V。截止到2011年底，IGBT换流阀（见图2）已在14个电压源型直流输电工程中得到应用，现有工程的应用领域主要分为风电场并网、电网互联、海岛和弱电网供电及城市供电四个方面。无论从现在的应用还是从今后的发展看，IGBT都将成为中大功率应用场合最理想的电力电子器件（见大功率电力电子器件）。



图2　南汇换流站换流阀

zhiliu huanliufa chufa jiance danyuan

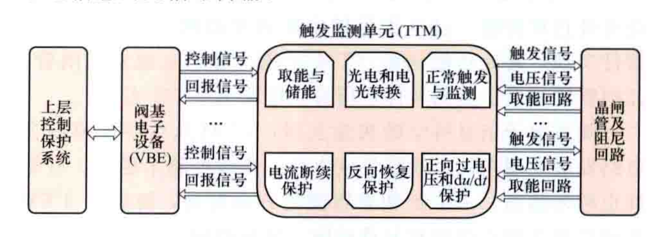
直流换流阀触发监测单元

（HVDC converter valve thyristor trigger and monitor unit）　在高压直流输电工程中位于高电位的换流阀每个晶闸管级，能按照阀基电子设备VBE（见直流换流阀阀基电子设备）命令提供足够陡度和强度的能量触发晶闸管，使晶闸管可靠导通的电子设备，简称TTM。TTM在晶闸管出现各种异常电压时，能够保护触发晶闸管，以免使晶闸管损坏；同时，将晶闸管状态及保护触发信号实时传送至VBE，VBE根据其回传的信号实现换流阀保护，TTM与VBE之间采用光纤进行信息传输，保证高电位与地电位之间的绝缘强度。其原理图如图所示。

TTM主要功能包括取能和储能，光电和电光转换，晶闸管正常触发与监测，电流断续保护，晶闸管反向恢复保护，正向过电压和du/dt保护等。

取能和储能　TTM位于高电位，其工作电源从所在的晶闸管级阻尼回路获取，所取得的能量需要满足晶闸管强触发、运算和逻辑电路工作要求，在直流输电系统正常和故障状态下，特别是当交流系统发生单相对地故障、三相对地短路故障或三相对地金属短路故障时，TTM在一定时间内能够维持正常触发，不会因储能电路需要充电而造成系统恢复的延缓。

光电和电光转换　光电转换电路将VBE下发的光信号脉冲编码进行光电转换，供TTM逻辑控制电路，TTM根据VBE命令进行触发和监测晶闸管；同时，将TTM实时检测到的晶闸管级状态、各种保护触发信号动作状态转换成光脉冲编码回传给VBE，实现TTM与VBE之间晶闸管级状态信息的光信号传输。



换流阀触发监测单元原理图

晶闸管正常触发与监测　将光电转换后的VBE触发指令进行解码，并触发对应的晶闸管。在高压直流换流阀中，每个单阀都由很多晶闸管串联组成，由于触发系统及晶闸管本身参数的分散性，会导致串联阀中各个晶闸管的开通时刻不尽相同，造成阀中元件承受的电强度差别较大，元件本身固有的耐受过电压能力脆弱、du/dt和di/dt承受能力有限等特点，可能会造成阀中某个晶闸管的损坏，影响换流阀的可靠运行。所以TTM的触发脉冲必须具备较好的同时性、一定的前沿陡度和足够的强度，这样才有利于串联阀中晶闸管的同时导通，减轻单个晶闸管所承受的电强度，确保晶闸管的安全运行。

TTM实时监测该晶闸管级的状态，如晶闸管是否损坏、TTM取能是否正常、光通道是否正常、晶闸管反向恢复期保护触发、正向过电压和du/dt保护触发以及电流断续保护触发情况等，将上述状态通过特定的编码发送至VBE。

电流断续保护　晶闸管触发导通后，晶闸管阳极需要一定的维持电流使其处于开通状态，当电流低于维持电流时，晶闸管可能关断。每个晶闸管特性存在微小差异，所需的维持电流略有不同。在换流站启停或小功率送电时，直流电流小，在晶闸管应导通期间，其阳极电流可能低于维持电流导致关断，出现电流断续，影响直流输电系统运行。为避免电流断续造成影响，TTM在晶闸管应导通区间内，一旦检测到晶闸管两端承受的正向电压超过保护水平时，自动触发导通晶闸管并向VBE发送该保护动作信号。

晶闸管反向恢复期保护　如果在反向恢复期内晶闸管端间过早出现正向电压，TTM将重新触发晶闸管并向VBE发送该保护动作信号，避免破坏性的击穿。

正向过电压和du/dt保护　当正向电压和du/dt超出晶闸管耐受能力时将使其破坏性击穿，TTM对其采取相应的保护措施。有两种技术路线实现该保护，第一种方法，采用击穿二极管（break over diode，BOD）器件，当晶闸管两端电压超过BOD转折电压后，BOD器件将保护击穿，使晶闸管触发导

通；该方法因需要把晶闸管阳极的高电压（峰值高达 8kV）引入 TTM 板，TTM 板大量的元件工作在＋10V 以下的电压等级，TTM 板需要留出足够的绝缘距离，导致电路板体积较大；BOD 器件转折电压只有特定的一些值，BOD 保护无法实现保护水平连续平滑调节。第二种方法，TTM 实时采集经过分压以后的晶闸管两端电压，一旦正向电压或 d*u*/d*t* 达到保护水平，TTM 将触发晶闸管并向 VBE 发送该保护动作信号，保护晶闸管的安全；该方式引入 TTM 的电压只有几百伏，所需的绝缘距离很小，电路板体积较小，比较紧凑；另外保护水平能够连续平滑调节，非常灵活。

TTM 应用于不同电压等级的直流输电换流阀中，具有光触发和电触发两种类型的晶闸管，对应有两种技术类型的 TTM。对于光触发晶闸管，门极所需的触发能量由 VBE 通过光纤直接传输，过电压保护由集成在晶闸管内部的 BOD 器件实现，其他功能仍由 TTM 完成；对于电触发晶闸管，晶闸管的触发、监测和保护所有功能都由 TTM 实现。

随着电子信息科学的快速发展，TTM 从数字模拟混合电路发展成现在的大规模集成电路，集成度越来越高，可靠性也越来越高。未来正朝着智能化方向发展，智能化 TTM 能够预测晶闸管级所有元件故障，使换流阀计划检修时间延长，简化和减少计划检修次数，非计划检修可提前，降低综合造价，增强换流阀可靠性。

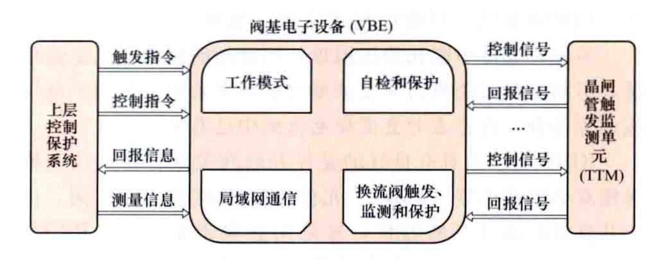
zhiliu huanliufa faji dianzi shebei

直流换流阀阀基电子设备　（valve base electronics of HVDC，VBE）　高压直流输电控制保护系统中，连接上层控制保护系统和晶闸管级触发监测设备的中间设备。它可以看作是上层控制保护系统的快速远程 I/O 终端；根据上层控制保护系统的命令触发换流阀，并且根据所监测的直流换流阀运行状态信息，对换流阀进行相应的保护。根据直流输电控制保护系统的层次结构，±660kV 及以下直流输电工程中阀基电子设备的上层控制保护系统是极控系统，±800kV及以上直流输电工程中阀基电子设备的上层控制保护系统是换流器控制系统。

原理　在直流输电系统正常投入运行或者系统试验需要时，阀基电子设备根据上层控制保护系统解锁换流阀，接收上层控制保护系统下发的换流阀触发指令，并对该指令进行解码和重新编码后发送至位于换流阀上的晶闸管触发监测单元（见直流换流阀触发监测单元）。直流输电系统正常或者故障停运时，阀基电子设备按照上层控制保护系统进行换流阀闭锁和投旁通对操作，闭锁换流阀后，停止向换流阀发送触发脉冲；投旁通对时向上层控制保护系统选定的单阀发送触发脉冲。

当换流变压器充电，并且换流变压器阀侧电压满足换流阀晶闸管触发监测单元取能要求后，阀基电子设备实时监测换流阀每个晶闸管级的运行状态。当检测到异常状态时，采取相应的保护措施。不影响换流阀安全运行的故障，只把故障信息通过局域网上传至数据采集与监视控制（supervisory control and data acquisition，SCADA）系统；影响换流阀安全运行的故障，如某个单阀中已损坏或者过电压保护动作的晶闸管级数超过设定值，阀基电子设备向上层控制保护系统发送请求跳闸信号，避免导致更严重的故障，并且把故障信息通过局域网上传至 SCADA 系统。除了监测晶闸管的运行状态信息，阀基电子设备还可监测阀避雷器动作状态和阀塔漏水状态，此两项功能作为辅助功能，有时不包括在阀基电子设备的监测范围内。

阀基电子设备为完全独立的双冗余系统，一套处于运行状态，另一套处于热备用状态。应具有完善的自检和保护功能。阀基电子设备通常还具备多种工作模式，如上电预循检、单级测试、低压加压和正常工作模式等。适用于不同电压等级的阀基电子设备原理图如图所示。



适用于不同电压等级的阀基电子设备原理图

组成　主要由上层控制保护系统信号处理模块、晶闸管触发监测信号处理模块、SCADA 系统通信模块和阀塔检漏计信号监测、阀避雷器动作信号监测等可选功能模块组成。上层控制保护系统信号处理模块主要完成与上层控制保护系统之间的信号交互功能；晶闸管触发监测信号处理模块主要完成对晶闸管的触发控制、对晶闸管状态信息的采集和换流阀保护；SCADA 系统通信模块将换流阀的状态信息和阀基电子设备本身的状态信息发送给后台监控系统，供运行人员监视，并且能够执行后台监控系统下发的远程操作指令。

特点　包括多电压等级兼容性和可扩展性、多种工作模式适用性、双冗余配置、自检和保护、局域网通信。

多电压等级兼容性和可扩展性　阀基电子设备的设计可兼容±125kV 背靠背直流工程，±500kV 常规直流输电工程，直至±1100kV 特高压直流输电工程的使用需求，具有很强的兼容性。阀基电子设备采用模块化设计，为了适应不同电压等级的工程需要，可以在原设计基础上以增加功能模块的方式扩展，具有很强的可扩展性。

多种工作模式适用性　按照上层控制保护系统下发的指令，阀基电子设备可工作于但不局限于四种不同的工作模式，包括上电预循检模式、单级测试模式、低压加压模式和正常工作模式。

（1）上电预循检模式：该模式用于检查换流阀投运前各晶闸管级状态，并通过人机界面观察是否有晶闸管级异常报文。

（2）单级测试模式：该模式用于阀塔安装完成后或者检修时，测试晶闸管级一次设备、晶闸管触发监测单元、阀基电子设备和通信系统构成的系统功能是否完好，在人机界面上可显示准确的试验结果。

（3）低压加压模式：该模式主要用于配合上层控制保护系统进行高压直流输电系统调试。

（4）正常工作模式：该模式主要用于在换流阀正常运行情况下，实现换流阀的触发、监测、保护和故障状态信息上报等。

双冗余配置　除了晶闸管触发监测信号处理模块中的光收发板卡以外，阀基电子设备其他硬件电路采用完全独立的双冗余设计，允许在线更换双冗余的电路板，满足高压直流

输电高可靠性要求。双冗余系统中一套处于运行状态，另一套处于热备用状态，若运行系统出现故障，应无扰动切换到另一套系统运行。

自检和保护　实时检测自身的运行状态，若发现异常，根据故障的严重程度将采取相应的保护措施。阀基电子设备自检到轻微故障，只把故障信息通过局域网上传至 SCADA 系统；自检到严重故障，向上层控制保护系统发送请求切换信号，并且把故障信息通过局域网上传至 SCADA 系统。

局域网通信　采用 Profibus、LAN 等方式与上层控制保护设备进行通信，可交互阀基电子设备工作模式设定、换流阀和阀基电子设备自身状态等信息。

类型　换流阀晶闸管的触发方式有光直接触发式和电触发式，相应的阀基电子设备也分为两种。两种阀基电子设备的主要区别是传输的光功率不同。用于控制光直接触发式换流阀的阀基电子设备传输的光信号功率较大，此光信号经过分光器分光后直接触发晶闸管；控制电触发式换流阀的阀基电子设备传输的光信号功率较小，晶闸管触发监测单元收到此信号后，进行光电转换并放大处理后触发晶闸管。

发展概况　随着电子技术的飞速发展，阀基电子设备已由 20 世纪 80 年代的大规模集成电路和可编程逻辑电路发展到现今的全面微机化，并正向更加智能化、小型化，更加安全、可靠、灵活的方向发展。智能化系统将增加换流阀设备的在线监测和诊断功能，具备预测换流阀事故与决策能力，并将监测和诊断结果通过 SCADA 系统传输给调度和监控管理平台，便于运行人员和控制系统作出相应的决策。

zhiliu huanliufa lengque xitong

直流换流阀冷却系统

（cooling system for HVDC converter valve）　将换流阀各电气元器件（晶闸管、饱和电抗器、阻尼电阻等）产生的热量排放到阀厅外，保证电气元器件运行温度在正常范围内的冷却装置。直流换流阀冷却系统工作原理如图 1 所示。图中主循环泵、电动三通阀、旁路管、室外换热设备、主过滤器、脱气罐和电加热器等构成了冷却系统的主循环冷却回路，离子交换器和补水泵构成了冷却系统的水处理系统，膨胀罐和氮气瓶构成了冷却系统的氮气稳压系统。水处理系统和氮气稳压系统并联在主循环冷却回路上，以保证冷却介质具备极低的电导率和避免空气进入冷却系统。

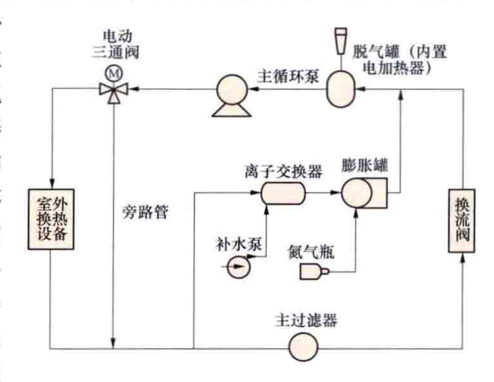


图 1　直流换流阀冷却系统工作原理图

换流阀冷却系统（见图 2）工作原理为一定流速的冷却介质（纯净的去离子水或含一定比例乙二醇的去离子水）经过主循环泵的压力提升，流经电动三通阀，通过室外换热设备（空气冷却器或闭式冷却塔）将换流阀产生的热量排放到空气中，冷却后的冷却介质再经主过滤器进入换流阀发热元件，带出热量经脱气罐回流到主循环泵进口，形成密闭式循环换流阀冷却系统。



图 2　换流阀内冷却系统

当室外环境温度较低和换流阀低负荷运行时，由电动三通阀经旁路管旁通室外换热设备，并借助冷却系统的电加热器对冷却介质温度进行强制补偿，防止进入换流阀的冷却介质温度过低而导致凝露现象发生。

主循环冷却回路的一部分冷却介质流经离子交换器，净化管路中可能析出的离子，再通过膨胀罐，在主循环泵进口与主循环回路冷却介质汇流。与离子交换器连接的补水泵和与膨胀罐连接的氮气瓶保持冷却系统中充满冷却介质，避免空气进入冷却系统。

室外换热设备按冷却方式划分为水-风换热、水-水换热、制冷机换热三种。

水-风换热　将带有热量的循环冷却介质送入密闭的换热管，并最终通过风扇将热量散入空气。换热管和风扇等主要元件构成空气冷却器。水-风换热方式特点是冷却介质温度会随环境温度的变化而改变，通常冷却介质温度会高于环境温度 7～15℃，一般用于环境温度不太高的区域。

水-水换热　依靠喷淋水系统向充满流动冷却介质的换热管喷水，由管表面水膜的蒸发而把冷却介质温度降低，蒸发的水蒸气由风机引入的新鲜空气及时带走，为水膜连续蒸发创造条件。换热管、风机和喷淋水系统等主要元件构成闭式冷却塔。水-水换热方式的特点是冷却介质温度通常低于空气温度，冷却的极限温度为空气湿球温度（湿球温度是指同等焓值空气状态下，空气中水蒸气达到饱和时的空气温度），一般用于水资源较为丰富的区域。缺点是闭式冷却塔维护较为复杂。

制冷机换热　采用在冷却系统中加制冷机的方式实现冷却介质温度的控制。这种换热方式一般适用于冷却介质温度要求比较严格，且为较低的恒定温度［如保证 20℃或更低，水温误差±（1～2)℃］的场合。

参考书目

赵畹君．高压直流输电工程技术．2 版．北京：中国电力出版社，2011.

zhiliu huanliufa shiyan

直流换流阀试验

（tests of HVDC thyristor valves）　为保证直流换流阀的技术性能和质量要求，制造厂根据设计要求和有关标准在出厂前对直流换流阀进行的试验。直流换

流阀的试验包括型式试验和产品试验。型式试验又包括绝缘试验和运行特性试验；产品试验包括例行试验和抽样试验。晶闸管换流阀的试验主要参照GB/T 20990.1—2007《高压直流输电晶闸管阀 第1部分：电气试验》和IEC 60700-1—2008 *Thyristor valves for high voltage direct current (HVDC) power transmission part 1: Electrical testing* 执行。

型式试验 采用不同设计的阀都应按标准进行型式试验。由于不同工程中换流阀的额定电压或额定电流往往各不相同，导致阀的设计也不同，所以在不同的工程中换流阀型式试验显得格外重要。对多重阀单元、单阀或阀组件都应进行型式试验。在对阀组件进行试验时，被试的组件数应不少于组成一个完整阀的组件数。如无特殊说明，在被试的组件上应完成所有的型式试验项目。除了非周期性触发和关断试验外，进行绝缘试验时应将所有的冗余晶闸管短接。型式试验次序一般没有要求。

绝缘试验 直流换流阀绝缘试验的对象有阀支承结构、多重阀和单阀。①阀支承结构的绝缘试验。检查阀支承结构（包括阀支承结构内的冷却介质管道、光纤通道等）具有足够的内部绝缘能力，能耐受所规定的各种试验电压，并能保证在过电压条件下的局部放电不超过规定值。其中包括直流耐压试验、交流耐压试验、操作冲击耐压试验、雷电冲击耐压试验和陡波冲击耐压试验。②多重阀单元（MVU）的绝缘试验。验证多重阀单元整体结构以及多重阀中各单阀之间具有足够的绝缘强度，包括电晕和局部放电特性。各实验室在进行特高压换流阀的多重阀绝缘试验时均需用到等效负载装置，使其与试品阀串联并与试品阀形成正确分压关系。其中包括直流耐压试验、操作冲击耐压试验、雷电冲击耐压试验和陡波冲击耐压试验。③阀的绝缘试验。通过试验证明各单阀如下性能：对各种过电压具有足够的耐受能力；各种内部过电压保护回路功能正常；局部放电强度不超过所规定的标准；内部阻尼均压回路的额定容量足够大；触发回路不受冲击过电压的干扰，功能正确；阀能在高的过电压情况下触发而不发生损坏；当电流从阀避雷器上向阀转换时，阀应具有足够的通流能力等。用于以上试验的试验设备主要包括交流耐压试验装置，直流耐压试验装置，以及冲击电压试验装置等。阀的绝缘试验包括直流耐压试验、交流耐压试验、操作冲击耐压试验、雷电冲击耐压试验、陡波冲击耐压试验、湿态操作冲击耐压试验、湿态直流耐压试验和非周期触发试验。

如无特殊说明，施加冲击电压前，直流换流阀触发监测单元应已带电。雷电冲击和陡波冲击试验时，晶闸管结温和电子设备温度应为实际运行中可能出现的最高温度。

运行特性试验 在系统研究所要求的正常运行条件和过负荷运行条件，以及非正常运行条件和故障暂态运行条件下验证阀的运行性能。换流阀运行特性试验可在完整的阀或阀组件上进行。如果对阀组件进行试验，每次被试阀组件中的晶闸管级数一般大于或等于5级，最少不小于3级。试验电源电压应足够大，能检验阀的过电压触发保护功能。运行性能试验可以在背靠背试验回路或合成回路上进行。

背靠背试验是在按背靠背方式相互连接的两个6脉动桥上对一个完整的阀或阀组件进行试验。其中一个桥以整流方式运行，另一个桥以逆变方式运行。合成回路试验是在合成回路上对一个完整的阀或阀组件进行试验。合成试验回路应产生与实际运行条件等值的重复和非重复应力。为了获得与实际运行中相似的电压波形或幅值，应在试验电路中适当地模拟阀的杂散电容以及影响换相阻抗的一些因素，如滤波器和无功补偿设备的影响。

试验时晶闸管元件和其他元部件的温度梯度、冷却介质的温度和流量应与完整阀中最恶劣的冷却条件相同。如果阀内的不同阀组件的冷却介质的温度不同，应采用最高的温度。

阀的运行特性试验包括最大持续运行工况试验、最大暂时运行工况试验、最小交流电压试验、暂时低电压试验、直流电流断续试验、故障电流试验和抗干扰试验。

产品试验 换流阀产品试验的主要目的是验证阀中所用的所有部件和子设备已按照设计正确安装；阀设备预期的功能和预定的参数都处在规定的验收范围内；阀组件和晶闸管级（适当的）有足够的电压耐受能力；获得产品的相容性和一致性。

例行试验 对所有的阀、阀组件或控制、保护和监视回路中的部件都应进行例行试验。对于不同的制造商，由于设计上的差别、安装前元件试验的差别以及制造程序和技术上的差别，换流阀例行试验可以有所不同，但都应包括连接检验、均压电路检验、耐受电压检验、局部放电试验、辅助设备检验、触发监视、“信号返回”功能的检验和压力试验等。

抽样试验 从一批阀、阀组件或元件中随机抽出少数试品进行试验。抽样试验的必要性、项目和抽样率需根据实际情况确定。换流阀抽样试验应包括故障电流承受能力检验以及开通/关断检验等项目。

此外，对液体冷却阀的塑料或橡胶管道，应进行适当的老化试验。通过试验应能预计温度、弯曲或变形所产生的应力和电场的影响，以及上述因素的综合影响。

zhiliu huanliuqi guzhang

直流换流器故障

（HVDC converter faults） 换流器及其相关部件的非正常运行状态和过程，由换流器本身部件的故障（如换流器内部的短路或闪络、换流器触发脉冲回路故障）或换流器外部的交直流系统故障引起。直流换流器故障将导致直流输送功率的下降，甚至直流系统的停运，更为严重的将导致换流器的毁坏。典型的换流器故障有桥臂短路、换相失败、误开通、不开通和桥出口短路等。

桥臂短路 换流器一个桥臂的两个端点之间发生金属性短路，是整流器最严重的故障之一。换流器正常工作时各桥臂的导通、换相和关断按一定的顺序进行。在整流器换相过程中，交流侧将处于两相短路状态，该状态延续到原先导通的桥臂中的电流减少到零而完全关断，新导通的桥臂中的电流从零上升到运行的直流电流值为止。当发生桥臂短路时，故障的桥臂将不再是单向导通的元件，也不具有电流过零关断的受控能力。因此，当整流器在正常运行的非换相期间发生桥臂短路时，换流器的交流侧将出现连续两相短路的状态$\left(\text{两相短路电流的幅值为}\dfrac{\sqrt{2}E}{2\omega L_{\gamma}}, E\text{为换流变压器阀侧线电压}, L_{\gamma}\text{为换相电抗}\right)$；当整流器在正常运行的换相期间发生桥臂短路时，换流器的交流侧将发生三相短路的状态$\left(\text{三相短路电流的幅值为}\dfrac{\sqrt{2}E}{\sqrt{3}\omega L_{\gamma}}\right)$。也就是说，整流器发生桥臂短路时，交流侧将交替发生两相短路和三相短路，原正

常导通的健全桥臂将因承受比直流额定电流大得多而且持续时间长的电流而损坏，换流变压器也将承受比正常运行时大得多的电流。整流器的桥臂短路故障发生的原因大部分是由于桥臂的外部绝缘损坏引起，整串晶闸管元件同时损坏的可能性较小。桥臂短路电流的大小还取决于故障发生的时刻、直流电流 I_d 的大小，以及触发角 α 的大小。在某些特定的工况下（如当 $I_d=0$，$\alpha=0$ 时），在一个周期内，其最大值可达 1.863 倍的交流侧三相短路电流（I_{s3}）。

对于逆变器的桥臂短路故障，桥臂处于反向阻断电压的时间间隔很短（即关断角的间隔），且反向电压也较低，故障电流不高，后续的过程将与逆变器的换相失败故障相同。如果故障不消失，则导致逆变侧的直流电压显著下降，直流电流上升。逆变器的换流阀承受正向电压期间发生桥臂短路，其过程的开始阶段与逆变器误导通故障相同，故障继续时的过程将与换相失败相同。因此，整流器的桥臂短路是换流器最严重的一种故障，它比逆变器的桥臂短路要严重得多。图 1 所示为整流桥在 $I_d=0$，$\alpha=0$ 时阀 V1 发生桥臂短路的波形。

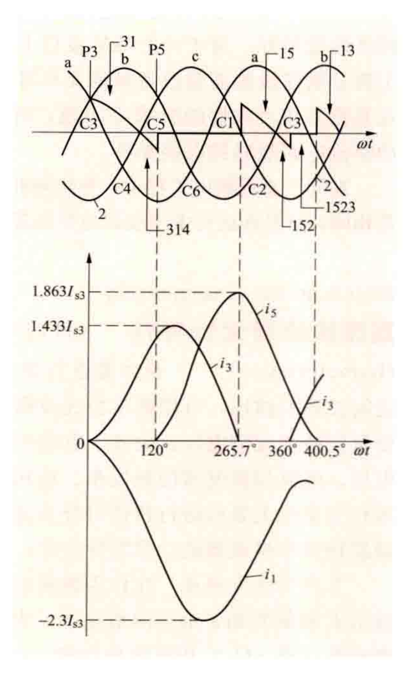


图 1　整流桥在 $I_d=0$、$\alpha=0$ 时阀 V1 发生桥臂短路的波形

换相失败　通常指换流器逆变运行时，当两个桥臂之间换相结束后，刚退出导通而关断的阀在反向电压作用的一段时间内，未能恢复阻断能力，或在反向电压期间换相过程一直未能进行完毕，这两种情况下在阀电压一旦转变为正向时，原预定导通的阀将向应关断的阀倒换相，而发生换相失败。换相失败将造成直流电压降低、直流电流瞬间增大。故障电流包括直流分量、按指数上升的非周期分量（受平波电抗器和线路电感的限制），以及线路电容放电引起的振荡分量。

对于直流输电所采用的晶闸管换流阀来说，逆变器发生换相失败主要是由于换流阀关断后的恢复时间过短，即关断后承受反向电压的时间过短，不满足换流阀恢复阻断能力的要求（直流输电用晶闸管元件通常需 0.3ms 以上），以至于应关断的阀重新导通。由于交流系统发生对称或不对称的短路故障，使换相电压降低，或者过零点前移而导致关断角减小，或者运行中直流电流瞬时增大造成换相角增大而导致关断角减小等原因，均可能导致逆变器发生换相失败。某桥臂发生单次的换相失败后（亦称为单相颠覆），将造成换流桥中同一相上的两个阀短时同时导通，形成直流线路逆变端短时短路，这种故障在控制系统的作用下往往能自行恢复正常运行。如果由于个别元部件的损坏，发生某桥臂的周期性换相失败，则必须停运直流系统。当逆变器某阀发生单次换相失败后，由于直流电流增大，还可能继发两次连续或不连续的换相失败，即导致顺序或后续换相的其他相上的桥臂继而发生换相失败，这种故障除了有较大的故障电流外，还将有工频交流电压加到直流线路上。在此情况下，当直流侧的谐振频率接近工频时，将有可能引起谐振过电压。另一方面，两次连续换相失败将使直流电流流经换流变压器，造成换流变压器的偏磁和饱和。

图 2 所示为 6 脉动逆变器一次换相失败过程的波形，图中是以阀 V1 和阀 V3 换相失败为例时，各阀的换相情况、逆变器直流电压的变化和各阀的电流波形。

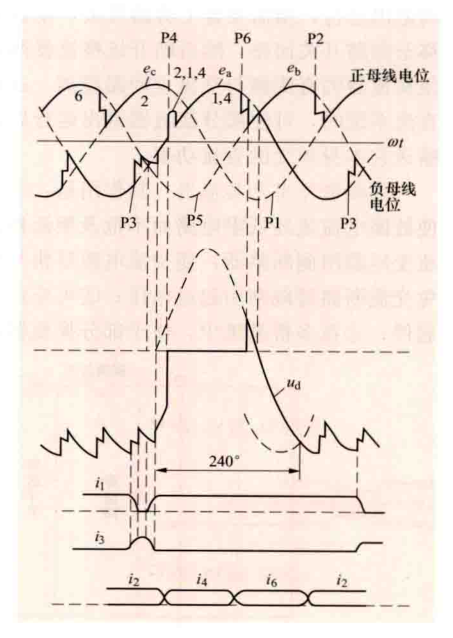


图 2　逆变器一次换相失败过程的波形

误开通故障　由于误触发、受干扰或电压上升率过大等原因，晶闸管阀在预计不应导通的时刻开通的故障。误开通相当于阀的提前开通，它只发生在晶闸管阀正向阻断期间。整流器的正向阻断期长度为触发角的电角度间隔，发生误开通对直流输电的运行影响很小。逆变器的正向阻断期间比整流器的长得多，发生误开通的几率大，其后果相当于换相失败。

不开通故障　换流阀由于其门极控制回路故障或由于触发脉冲丢失而造成阀在预计开通时未能导通的故障。对于整流器将造成直流电压周期性的下降、短时为负然后为零的过程，导致直流电压中含有 50Hz 分量，小电流时还可导致直流电流断续。对于逆变器，其过程与一次换相失败相同，主要区别在于它不存在两个阀的换相过程。

桥出口短路　6 脉动换流桥或 12 脉动换流器直流两端口之间的短路。对于整流桥，该故障与桥臂短路故障的严重程度基本相同，故障过程中最大的阀电流峰值也可达三相短路电流的 1.863 倍。它与桥臂短路故障的最大区别是：桥出口短路时，桥内 6 个阀均保持单向导通，而桥臂短路时，故障的阀失去单向导电性而变为双向均可导通的元件。对于逆变侧，桥出口短路相当于直流线路末端短路故障，但由于平波电抗器的作用，其故障电流相对较小。

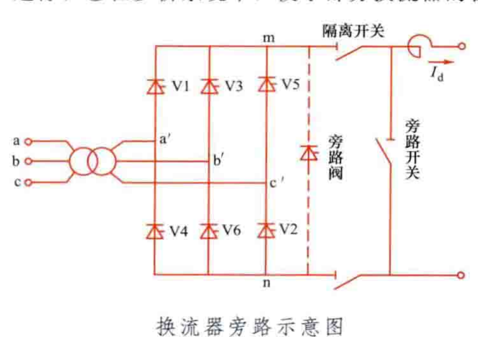
zhiliu huanliuqi panglu

直流换流器旁路　(by-pass of HVDC converter)

形成换流器直流侧端子间短接的低阻电路。它既可以是只能短时间使用的旁路阀或旁通对构成的单向通路，也可以是允许长时间使用的旁路开关构成的双向通路。它能为换流器直流电流提供一条不流经换流变压器的通路。

旁路接线和操作　旁路阀和旁路开关均并联于换流桥直流侧。正常运行时，旁路阀处于闭锁状态，旁路开关处于断开状态。需要对换流桥旁路时，向旁路阀施加触发脉冲使之导通，并同时闭锁换流桥正常工作的触发脉冲而使直流电流全部流经旁路阀，此时换流桥的直流端被短接。对于逆变侧，换流桥的三相电流均为零；对于整流侧，流经某个换流阀的电流虽大，但存在过零点，因此，没有直流电流流入换流变压器，在电流为零或过零时可以安全断开交流侧断路器，使换流器脱开交流电源退出运行。如果换流器需要长时间退出运行，则需要合上旁路开关，使直流电流从旁路阀转移至旁路开关回路，然后断开该换流器两端的隔离开关，则使换流器的直流侧与交流主回路脱离。这种方式使用于多桥直流系统时，可使部分换流器退出运行后，其他换流器仍能输送它本身承受的直流功率。

旁通的作用及其应用　其作用是：①当故障处理时，可使故障电流流经低阻电路而不危及换流器；②能快速断开换流变压器网侧断路器，使交流电源尽快与故障部分隔离，避免交流断路器跳闸引起过电压；③可应用于直流输电系统的起停；④在多桥系统中，便于部分换流器的在线退出。换流器旁路接线示意如图所示。



换流器旁路示意图

利用换流器本身接在同相的两个阀同时触发开通来代替专用旁通阀的功能，可以节省费用。图示中的阀V1与V4、阀V3与V6、阀V5与V2可分别为a、b、c三相的旁通对。运行中投旁通对是通过控制系统对选定的旁通对施加触发脉冲、同时闭锁正常工作的触发脉冲。选择旁通对的原则是：①能尽快实现旁通对的同相阀导通；②已发生误导通或桥臂短路的阀可作为旁通对；③无法开通的阀不宜选作旁通对。旁通对与旁路阀相同，仅用作能迅速建立旁路的过渡性措施，短时承担直流回路电流。

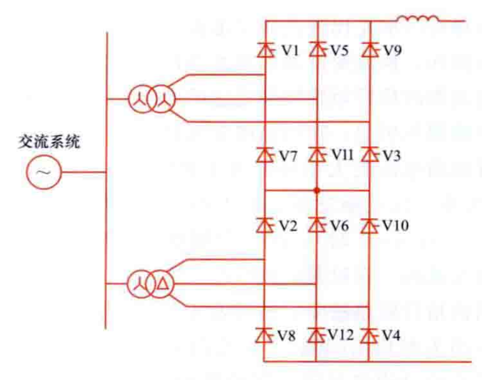
zhiliu huanliuqi tuopu

直流换流器拓扑　(HVDC converter topology)

在直流输电中用以实现交流-直流和直流-交流变换的电气结构。高压直流输电用换流器由换流阀连接构成，各换流阀的通断状态分别按一定规律变化，形成不同的通断组合状态，以实现交直流相互变换。换流站换流设备的一个极可以由一个或多个换流器组成。

换流器拓扑的形式包括单相全波整流电路、单相桥式整流电路、三相半波整流电路、三相桥式整流电路、两组三相半波级联的整流电路、Y-Y分相整流电路、六相星型整流电路、单相全波三相级联整流电路、两组三相桥式整流电路级联的12脉动（也称脉波）整流电路等。直流输电所采用的换流器电路通常是两组三相桥式整流电路级联的12脉动整流电路（见图）。

12脉动整流电路拓扑与其他形式的拓扑相比，具有的优点：①在直流电压相同的条件下，换流阀在断态下所受的电压峰值相对较低；②换流变压器的利用效率较高；③换流变压器接线简单，换流阀侧不需要两个二次侧绕组或带中心抽头的绕组；④直流电压纹波系数较小；⑤转换效率高。每个12脉动整流电路的桥臂称为换流阀。



两个三相桥串联的12脉动整流电路

对于±800kV以下的直流输电工程，换流站内每一个极通常采用一组12脉动整流电路，因为这种接线方式的技术经济性能最好。对于±800kV及以上的直流输电工程，由于工程分期建设的需要或者换流变压器运输或制造上的困难以及直流系统可靠性的要求等问题，通常采用每极两组12脉动整流电路级联的电路拓扑。

在同一直流输电工程中，整流侧和逆变侧的换流器拓扑通常相同，只是在运行中逆变器与整流器触发角的大小不同。

zhiliu huanliuqi yunxing texing

直流换流器运行特性　(HVDC converter operating characteristics)

换流器进行交直流变换时各运行变量之间关系的描述，可用数学公式或曲线表示。换流器的运行变量包括交流侧电压、电流、有功功率、无功功率，直流侧电压、电流和换流器的触发角、换相角与关断角等。表征各运行变量间关系的运行特性可分为直流侧伏安特性、换流器谐波特性和换流器的功率特性三类。

直流侧伏安特性　在作为换相电压的正弦交流电动势有效值E和触发角α给定的情况下，表明换流器直流侧的直流电压平均值（U_d）和电流平均值（I_d）间关系的两维数学模型。当单个三相桥式换流器换相角$\mu<60°$（基波电角度）或两组三相桥式换流器级联的12脉动换流器换相角$\mu<30°$时，在交流电压给定的情况下，每个三相桥式换流器的直流电压和直流电流之间存在的函数关系为

$$U_d=\frac{3\sqrt{2}}{\pi}E\cos\alpha-\frac{3\omega L_\gamma}{\pi}I_d \tag{1}$$

式中U_d和I_d分别为换流器直流电压和直流电流的平均值；E为交流系统提供的换流电压，它以换流变压器网侧三相正弦交流线电动势的有效值表示，计算时通常取连接交流滤波器节点的运行电压为基准，并折算为换流变压器阀侧电压；L_γ为换相电抗；α为换流阀的触发角。

图1为单个三相桥式换流器在换相角$\mu<60°$时，整流器触发角α（或逆变器关断角γ）的U_d-I_d伏安特性曲线族。这些曲线与U_d轴的截距代表换流器在不同的触发角（或关断角）下的理想空载直流电压，当α角增大时，截距变短；当$\alpha=90°$，换流器空载输出电压为零。当直流电流增大时，直流电压U_d随电流I_d的增加而下降，伏安特性的变化轨迹为斜线。斜率为$3\omega L_\gamma/\pi$，也称为换相压降d_γ。

当触发角$\alpha>90°$时，换流器工作在逆变状态，U_d将变

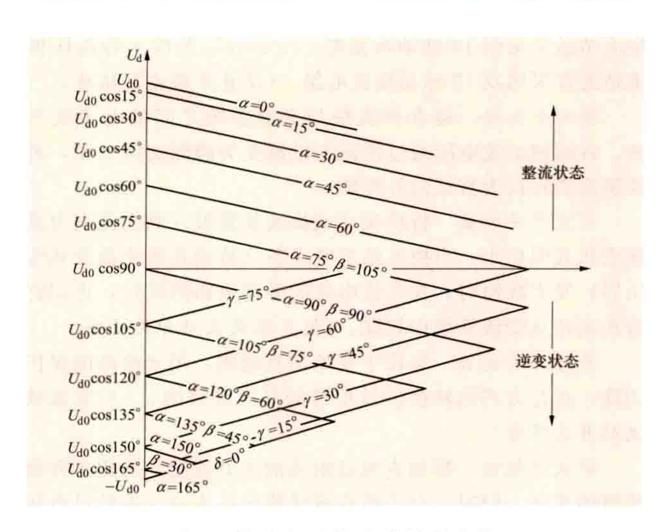


图 1　换流器的伏安特性斜线族

为负值但 I_d 极性不变。为了表达方便，式（1）中的 α 可用逆变器的超前角 $\beta=180°-\alpha$ 或 $\beta=\mu+\gamma$ 表示，可得逆变器的超前角（或关断角）伏安特性为

$$U_d=\frac{3\sqrt{2}}{\pi}E\cos\beta-\frac{3\omega L_\gamma}{\pi}I_d \tag{2}$$

或

$$U_d=\frac{3\sqrt{2}}{\pi}E\cos\gamma-\frac{3\omega L_\gamma}{\pi}I_d \tag{3}$$

如果仍按整流器一样的约定，顺着晶闸管阀可导通的方向作为 U_d 和 I_d 的正方向，则其相应的特性曲线族如图 1 中的下半部分所示。

换流器谐波特性　换流器交、直流两侧的电流和电压变量中，除工频交流和直流主要分量外，还有众多的频率为工频整数倍的谐波分量。因此，换流器对交流侧来说，除了是一个负荷（整流器）或电源（逆变器）以外，它还是一个谐波电流源；而对直流侧来说，除了是一个电源（整流器）或负荷（逆变器）以外，它还是一个谐波电压源。在理想条件下，6 脉动换流器的交流侧和直流侧分别含有 $6k\pm1$ 次和 $6k$ 次（k 为正整数）系列的特征谐波。12 脉动换流器的交流侧和直流侧分别含有 $12k\pm1$ 次和 $12k$ 次的特征谐波。当换相角为零时（电流波形为宽 120°电角度的矩形波），n 次谐波电流的有效值为基波电流有效值的 $1/n$。谐波电流随换相角的加大或触发角（或关断角）的减小而减小。直流侧谐波电压的大小同样随触发角 α（或关断角 γ）的减小而减小并与换相角 μ 有关。而换相角 μ 又与直流电流、换相电抗以及 α（或 γ）角有关。

在实际工程中换流器不可能在完全理想的条件下运行，因此换流器的交、直流两侧除上述特征谐波外，还会有各种非特征谐波（特征谐波频率以外的各次谐波）出现。常见的非特征谐波交流侧有 3 次谐波，直流侧有 9 次和 18 次谐波等。

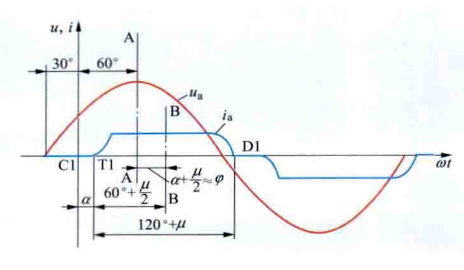


图 2　整流器的基波功率因数角

整流器的功率因数　三相对称电力系统的功率因数可参考图 2 进行分析。图 2 中 A－A 和 B－B 轴线分别为相电压 U_a 和相电流 i_a 正半波的中线，它们之间的相角差即为基波功率因数角 φ_1

$$\varphi_1=\alpha+\frac{\mu}{2} \tag{4}$$

假定换流装置的视在功率为 S，并忽略换流器本身的损耗，则换流器的总功率因数为

$$\cos\varphi_1=\frac{P_d}{S}=0.955\frac{\cos\left(\alpha+\frac{\mu}{2}\right)\cos\frac{\mu}{2}}{\sqrt{1-3\varphi(\alpha,\mu)}} \tag{5}$$

换流装置在正常工作时，系数 $\sqrt{1-3\varphi(\alpha,\mu)}$ 约为 0.955，因此式（5）可近似为

$$\cos\varphi_1\approx\cos\left(\alpha+\frac{\mu}{2}\right)\cos\frac{\mu}{2}=\frac{1}{2}[\cos\alpha+\cos(\alpha+\mu)] \tag{6}$$

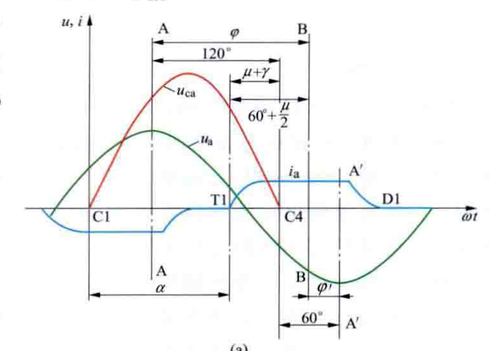
式中 α 和 μ 分别为整流器的触发角和换相角。

整流器的功率因数 $\cos\varphi_1$ 还可近似表达为

$$\cos\varphi_1=\frac{U_{d1}}{U_{d10}};U_{d10}=1.35U_1 \tag{7}$$

式中 U_{d1} 为整流器的直流电压；U_{d10} 为整流器的理想空载直流电压；U_1 为换流变压器阀侧绕组空载线电压。

逆变器的功率因数　其分析计算方法与整流器相同。图 3 表明了其基波功率因数角，即



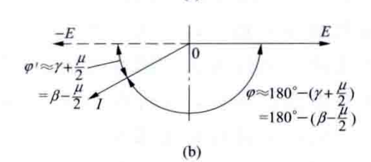


图 3　逆变器的基波功率因数角

（a）波形图；（b）电压和电流相量图

$$\varphi_2=180°-\left(\gamma+\frac{\mu}{2}\right)=180°-\left(\beta-\frac{\mu}{2}\right)$$

如果以负电压方向为基准，则功率因数角为

$$\varphi_2\approx\gamma+\frac{\mu}{2}\approx\beta-\frac{\mu}{2} \tag{8}$$

对逆变器功率因数的计算可以直接用式（5）和式（6），只需用 γ 代替式中的 α 即可。

逆变器的功率因数也可近似表达为

$$\cos\varphi_2=\frac{U_{d2}}{U_{d20}};U_{d20}=1.35U_2 \tag{9}$$

式中 U_{d2} 为逆变器的直流电压；U_{d20} 为逆变器的理想空载直流电压；U_2 为逆变侧换流变压器阀侧绕组空载线电压。

换流器的功率特性　通常是换流器运行中消耗的无功功率与经换流器的有功功率之间的关系。通常只考虑直流侧的平均值与交流侧正弦基波有效值之间的关系，而不考虑谐波。

整流器和逆变器消耗的无功功率 Q_{c1} 和 Q_{c2} 可以用式

(10) 和式 (11) 表示

$$Q_{c1}=P_{d1}\sqrt{\frac{1}{\cos^2\varphi_1}-1}=P_{d1}\sqrt{\left(\frac{U_{d10}}{U_{d1}}\right)-1} \qquad (10)$$

$$Q_{c2}=P_{d2}\sqrt{\frac{1}{\cos^2\varphi_2}-1}=P_{d2}\sqrt{\left(\frac{U_{d20}}{U_{d2}}\right)-1} \qquad (11)$$

式中 P_{d1}、P_{d2} 分别为整流器、逆变器的有功功率。

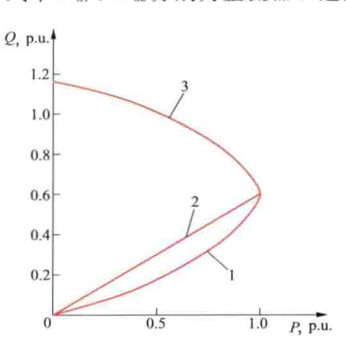


图 4 不同调节特性下的换流器功率特性

1—γ 角恒定；2—直流电压恒定；3—直流电流恒定

换流器消耗的无功功率除与其有功功率成正比以外，它还取决于换流器的直流输出电压或触发角 α（或 γ）和换相角 μ。当加大触发角时，换流器的直流电压和 $\cos\varphi$ 均降低，而其消耗的无功则增加。因此在利用换流器进行无功调节时，其输送的有功也会因直流电压的降低而受到一定程度的影响。

图 4 给出不同调节特性下的换流器功率特性。

zhiliu huanliuzhan

直流换流站

（HVDC converter station） 直流输电系统中实现交直流电力变换的电力工程设施。换流站一侧接入交流系统，另一侧与直流电力网络相连，是直流输电系统中最重要的环节。换流站按其不同的运行方式可分为整流站和逆变站。整流站将交流电变换为直流电，逆变站将直流电变换为交流电。通过改变换流站内核心设备换流器的触发相位，可实现换流器的整流或逆变运行方式，因此换流站既可作为整流站运行，又可作为逆变站运行。站内装设有换流器及其冷却装置、换流变压器、交流开关装置、直流开关装置、平波电抗器、换流站无功补偿装置、换流站交流滤波装置、换流站直流滤波装置以及直流控制保护设备、必要的辅助设备与设施。图 1 为高压直流换流站的典型主电路。图 2 为云南—广东±800kV 直流输电工程楚雄换流站全景图。

换流器 换流站的核心设备，按每一工频周期的直流电压波形的脉动数（也称脉波数）不同，换流器可分为 12 脉动（也称 12 脉波）和 6 脉动（也称 6 脉波）两种。6 脉动换流器实质上是一个三相桥式换流器，12 脉动换流器由两个相位相差 30°基波电角度的 6 脉动换流器串级组成。12 脉动换流器所产生的交流侧谐波和直流侧谐波均比 6 脉动换流器小，因此直流换流站通常采用 12 脉动换流器。±800kV 及以上特高压换流站通常采用双 12 脉动换流电路。（见直流换流器拓扑）

换流变压器 接在换流桥与交流系统之间的电力变压器，将网侧交流电压通过换流变压器变为阀侧交流电压，再经换流器转换为直流向外传输。

交流开关装置 将换流站或换流装置投入到交流电力系统或从其中切出。当换流站主要设备（特别是换流器及其变压器）发生故障时，在直流电流的旁通电路形成后，可用它将换流站从变流系统中切除。（见直流换流站开关设备）

直流开关装置 装设于换流站直流侧，用于故障的保护切除、运行方式的转换以及检修的隔离等目的。（见直流换流站开关设备）

平波电抗器 抑制直流过电流的上升速度，并用于直流线路的平波。同时，对于沿直流线路向换流站入侵的过电压也起缓冲作用。平波电抗器包括极线和中性线平波电抗器两种。（见直流平波电抗器）

换流站交、直流滤波器 交流侧和直流侧滤波用，一般采用谐振电路形式。滤波器一般分为若干组，各组分别谐振于不同的特征谐波频率。交流滤波器也为换流站提供一部分无功功率。（见直流换流站交流滤波装置、直流换流站直流滤波装置）

换流站无功补偿装置 换流器在运行中需要消耗无功功率，除了滤波器供给一部分无功功率之外，其余由安装在换流站内的无功补偿设备（包括电力电容器、同步调相机和静止补偿器等）供给，逆变站的无功补偿设备一般还供应一部

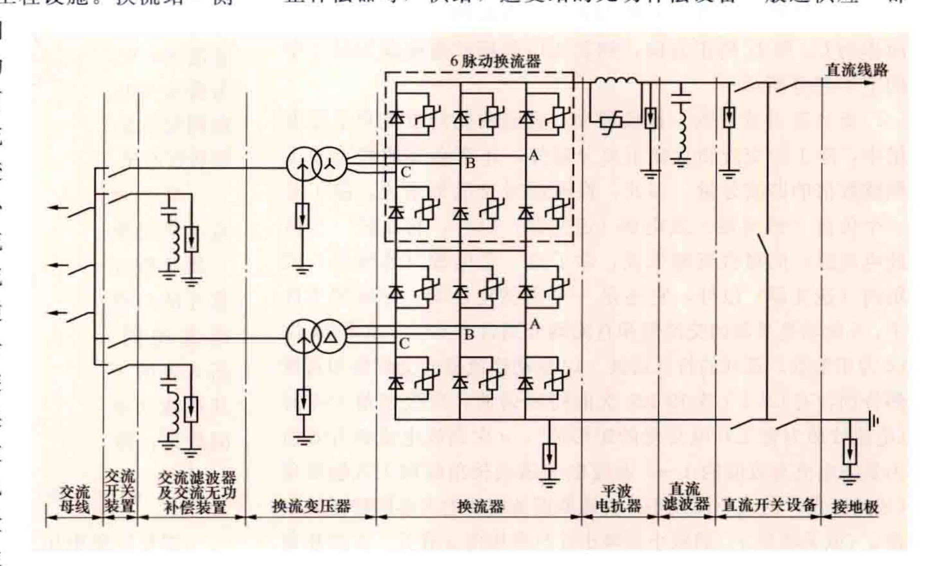


图 1 高压直流换流站的典型主电路



图 2 云南—广东±800kV 直流输电工程楚雄换流站全景图

分受端系统负载所需的无功功率。这些设备可兼作电压调节之用。静止补偿器和装有快速励磁调节装置的同步调相机也有助于提高直流输电系统的电压稳定性。(见直流换流站无功补偿装置)

接地极　连接大地回路，或固定换流站直流侧的对地电位。(见直流接地极)

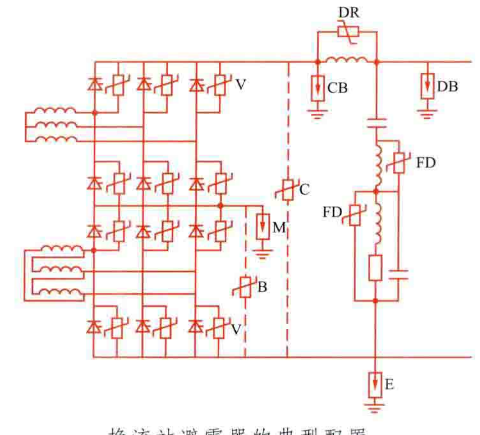
换流站直流侧端子和接在端子上的导线对地的电位有正负之分，据此可将换流站的换流器及有关设备划分为正极和负极。按直流极的数目分，有双极换流站和单极换流站两种。双极换流站的接地点（线）将换流站分为对称的两个极，分别称为正极或负极。当工程需要分期建设时，可先建一个极。换流站的直流端和直流线路导线的极性由换流站接线方式和运行方式决定。

zhiliu huanliuzhan bileiqi

直流换流站避雷器　(HVDC converter station surge arresters)　安装在换流站内作为各种电气设备过电压保护用的非线性限压装置。现均选用金属氧化物避雷器，其作用是保护换流站内各种电气设备免受过电压的损坏。由于避雷器的保护特性决定着被保护设备的绝缘水平，所以避雷器配置也是换流站绝缘配合（见直流换流器绝缘配合）的基础。按作用在避雷器上的长期工作电压性质的不同，换流站避雷器可分为交流避雷器和直流避雷器两大类。

换流站中的交流避雷器与交流变电站的避雷器基本相同。与交流避雷器相比，直流避雷器的特点有：①种类多。交流避雷器可认为只有一种，即电站母线型。而直流避雷器因其在换流站的位置不同可分为十余种。②持续运行电压波形差异大。交流避雷器的持续运行电压可认为是基波电压。因被保护设备的不同，直流避雷器的持续运行电压可分为交流（不一定是基波）、直流（含有少量纹波）、交流与直流的叠加（含换向过冲）等。某些直流避雷器甚至没有明显的持续运行电压。③能量大。在系统操作或故障时，某些直流避雷器承受的能量应力比交流避雷器大很多，一般采用多柱电阻片（或多只避雷器）并联结构。并联数量有时甚至高达几十柱（或只）。④污秽重。直流电有很强的吸附功能，使直流避雷器外套上的污秽比交流避雷器重很多，要求的爬电比距比交流避雷器大很多。⑤配置复杂。换流站配置（含位置、数量和参数等）直流避雷器需要进行很多研究工作。各避雷器之间相互影响、相互制约，比交流避雷器的配置复杂得多。

换流站避雷器的配置多种多样，由过电压和绝缘配合的研究结果选定。普遍采用每极一组12脉动换流器的典型配置如图所示，各种避雷器符号、名称和作用如表所示。



换流站避雷器的典型配置

直流换流站避雷器试验分为例行试验、型式试验、验收试验和抽样试验四种，其试验依据及试验方法应符合GB/T 22389—2008《高压直流换流站无间隙金属氧化物避雷器导则》的规定。关键试验项目包括残压试验、动作负载试验、密封试验、压力释放试验、局部放电和无线电干扰电压试验、热机和沸水煮试验和人工污秽试验等。应注意，直流避雷器的动作负载试验（含加速老化试验）与交流避雷器有很大不同，而且试验难度增大很多。(见直流换流站避雷器试验)

避雷器符号、名称和作用

符号	名称	作　用
B	换流桥避雷器	保护所跨接的6脉动换流器免受过电压的损坏
C	换流器避雷器	限制侵入到阀厅的雷电过电压幅值
CB	换流器直流母线避雷器	保护平波电抗器的换流器侧高压直流极限上连接的电器设备免受过电压的损坏
DB	直流母线避雷器	保护与直流极线相连接的直流开关场设备免受过电压的损坏（线路入口处安装的避雷器称为直流线路避雷器）
DR	平波电抗器避雷器	保护平波电抗器免受过电压的损坏
E	中性母线避雷器	保护中性母线和与它连接的电器设备免受过电压的损坏
FD	直流滤波器避雷器	保护直流滤波器的电抗器和电阻器免受过电压的损坏
M	直流中点母线避雷器	保护12脉动换流器下部的6脉动换流器免受过电压的损坏
V	阀避雷器	保护阀免受过电压的损坏

对背靠背换流站，整流器与逆变器在同一站内，使控制和保护的动作更快。直流侧通常仅需配置阀避雷器，有时还需配备阀组或阀桥避雷器。

zhiliu huanliuzhan bileiqi shiyan

直流换流站避雷器试验　(tests of HVDC converter station surge arresters)　采用必要手段和设施，对直流避雷器性能在工厂进行的试验。直流换流站避雷器通常采用金属氧化物避雷器，依据GB/T 22389—2008《高压直流换流站无间隙金属氧化物避雷器导则》其试验分为例行试验、型式试验、验收试验和抽样试验四种。试品应是新的、清洁、干燥的及装配完整的，并尽可能按实际运行情况安装布置。

例行试验　包括：①外套的外观检查；②阻性电流测试；③配合电流的残压试验；④工频参考电压试验；⑤直流参考电压试验；⑥0.75倍直流参考电压下泄漏电流试验；⑦密封试验；⑧局部放电试验；⑨多柱避雷器的电流分布试验。其中③、⑨试品分别是所有电阻片、并联的电阻片柱，其他试品均为避雷器。出厂的每只避雷器（或元件、电阻片）都要按上述例行试验项目进行检查，如有其中一项不满足所规定的要求，则此避雷器（或元件、电阻片）为不合格。

型式试验　除例行试验外，对于同一型式的同一产品还

应增加型式试验项目。包括：①爬电距离检查；②残压试验；③动作负载试验；④外套的绝缘耐受试验；⑤压力释放试验；⑥局部放电和无线电干扰电压试验；⑦热机和沸水煮试验；⑧机械负荷试验；⑨外套的耐电痕化和蚀损试验；⑩人工污秽试验。其中第②项具体包括陡波冲击电流试验、雷电冲击电流残压试验和操作冲击电流残压试验，试品为3只比例单元；第③项具体包括加速老化试验、有显著持续运行电压避雷器的动作负载试验、直流母线和直流线路避雷器的动作负载试验和无显著持续运行电压避雷器的动作负载试验，试品为3只比例单元；⑦、⑨仅适用于复合外套避雷器。新产品试制定型时，必须进行全部型式试验项目。在设计或工艺有所变更对产品性能有影响时，必须对有关试验项目进行试验。对同一设计产品，只对认为最严格的进行型式试验。型式试验通过后，同一设计其他产品型式试验无须重做。

验收试验　包括：①外套的外观检查；②阻性电流测试；③工频参考电压试验；④直流参考电压试验；⑤0.75倍直流参考电压下泄漏电流试验。以上试验试品均为避雷器。当订货者在订货协议中有验收试验时，应抽取大于供货数量立方根的最小整数进行试验。

抽样试验　包括：①能量耐受试验；②大电流冲击耐受试验；③加速老化试验。抽样试验主要对电阻片进行，应按批次以一定比例抽取试品。抽样试验用的试品不得装入避雷器。

zhiliu huanliuzhan dianci huanjing

直流换流站电磁环境

(electromagnetic environment at HVDC converter station)　运行中的直流换流站设施周围的电磁境况对空间环境所造成的影响。换流站电磁环境包括直流电磁环境、工频电磁环境及高频电磁环境等方面。

直流电磁环境　主要由阀厅或直流场内带电高压直流设备或载流一次设备产生，其原理与直流输电线路的电磁环境类似。表征直流电磁环境的参数主要有直流磁场、地面合成电强、离子流密度以及直流电场下人的感受和人截获离子电流的感受，对人体的效应主要是指人在直流电场中的感觉和离子流场中电荷积累引起的暂态电击。（见直流输电线路电磁环境）

工频电磁环境　主要指交流场高压设备产生的工频电场和磁场，其产生原理和强度与电压等级相同的交流变电站情况类似。交流母线、电容器附近的电场强度及换流变压器附近的工频磁场强度一般高于其他区域。

高频电磁环境　主要由换流阀开断过程、交直流开关操作和交直流电晕三方面发生。（见直流换流站电磁兼容）

换流阀在开通和关断时，阀的两端电压急剧降低或升高，会产生频带很宽的电磁干扰。低频的干扰（30～500kHz）沿着交直流母线和架空线传导，可能对换流站内二次设备以及交直流出线的电力线载波通信（PLC）产生显著的干扰。较高频率的干扰（3MHz～1GHz）以换流阀和阀厅内的直流管型母线作为天线发射出去，会在二次设备电缆内产生耦合干扰，并对临近阀厅的控制楼内的低压设备产生显著的辐射干扰。如不采取屏蔽措施，干扰可能超过允许值。

交流场和直流场的断路器及隔离开关操作时，会由于电弧放电和反复重燃产生频带很宽的电磁干扰。交流场隔离开关操作时，电弧反复重燃时间可达1s以上，产生的电磁干扰较为严重，可能会通过一次设备传导至直流侧，影响直流控制保护系统。在单极和双极运行方式转换时，直流场开关会因电弧放电产生较强的宽频电磁干扰，可能影响直流出线的PLC系统或故障定位系统。

换流站交流场母线和高压设备金具表面及直流场极母线及高压设备表面产生的电晕有可能产生无线电干扰和可听噪声等电磁干扰，具体的干扰影响与交流变电站和直流输电线路产生的干扰类似。［见变电站（换流站）电磁骚扰及直流输电线路电磁环境］

换流站可听噪声强度大，主要产生原因包括交流场和直流场设备电晕放电、换流变压器工作、循环冷却系统运行等，电晕放电产生的可听噪声与交流变电站和直流输电线路的特性类似。换流变压器的可听噪声水平较高，与流过其绕组的工频、直流或谐波电流关系密切，应通过设备选型、合理的布置和采用抑制措施加以限制，否则可能超过允许值。

zhiliu huanliuzhan dianci jianrong

直流换流站电磁兼容

(electromagnetic compatibility at HVDC converter station)　运行中的直流输电工程换流站产生的电磁干扰对站内设备、人员和站外电磁环境的影响。换流站的电磁干扰主要由换流阀、高压直流母线等站内设备产生。运行中的换流阀导通和关断时会产生严重的电磁干扰，干扰以传导和辐射的方式在换流站内外传播，会对站内运行的低压二次设备产生干扰。带电的直流母线会在直流场内产生合成电场、无线电干扰和可听噪声等干扰。（见直流换流站电磁环境）

为了保证换流站内设备的正常运行和人员正常工作，防止电磁干扰影响换流站外的正常通信信号，应对换流站内的主要干扰源采取限制措施。

换流阀产生的传导干扰与换流阀工作电压、触发角或关断角、换流阀电路结构等因素有关。一般来讲，直流系统降压运行时产生的干扰大于额定运行，逆变站产生的干扰大于整流站，单阀组两端直流电压越高产生的干扰越大。

换流阀产生的辐射干扰则与换流阀的结构、布置、阀厅内管型母线的布置，以及换流阀的运行条件有关。

为了抑制换流阀产生的传导和辐射干扰的影响，在换流站设计时通常采用的技术手段有：①提高换流站内二次设备的抗扰度，对于射频场感应的传导干扰耐受电压幅值为10V，在80MHz～1GHz范围内设备应耐受强度为10V/m的辐射电磁场；②在换流站的交直流出线侧装设PLC滤波器，限制沿架空线路传播的干扰对PLC通信的影响，同时在直流线路上尽量采用光纤通信；③阀厅采用屏蔽结构，减少换流阀的辐射干扰对控制楼的二次设备和换流站周边通信设备的影响（见换流站阀厅的电磁屏蔽）。

换流站直流场的极线设备会在直流场地面附近产生较高的电场。直流极母线表面产生的电晕有可能产生无线电干扰和可听噪声等电磁干扰，具体的干扰影响与直流输电线路产生的干扰类似。

为了抑制直流场设备产生的各类电磁干扰，在换流站设

计时通常通过选择合理的直流极母线对地高度来减小直流场地面电场强度，同时选择合理的管型母线直径和直流设备金具的尺寸，避免各类直流极线设备的金具表面产生电晕。

见变电站（换流站）电磁骚扰，变电站（换流站）电磁骚扰时保护和控制系统的耦合。

zhiliu huanliuzhan fanghuo xitong

直流换流站防火系统 （fire protection system of HVDC converter station） 换流站中防止火灾发生和蔓延的主要设施。包括火灾检测和报警系统、消防水系统及其他消防设施等。由于特殊的系统地位和运行特点，换流站防火系统对可靠性的要求较高。世界上尚无换流站防火系统的标准规范。统计数据表明，除换流阀和阀厅外，换流站由其他设备和建筑物引起的火灾事故并不多，因此换流阀和阀厅是换流站防火系统的关键。直流工程的运行经验已证明，如果换流站防火系统不能及时检测火情并迅速控制，将带来毁灭性的后果。

换流阀防火 换流阀（见直流换流阀）由大量塑料、合成材料和非导电体组成，长期运行于高电压和大电流下，任何元部件的故障或电气连接不良，都可能导致局部过热，绝缘损坏，产生电弧，引起失火。工程中常用的防火措施有：①严格遵守国际标准，采用具有阻燃性、自熄性或低燃性的阀体材料；②采用足够裕度的电子元件；③尽量减少电气连接点；④避免采用充油元件；⑤加强阀体内的密封和隔离等。

换流变压器防火 换流变压器也是换流站的核心设备，实际工程中，常与阀厅相邻布置。由于换流变压器为大型油浸式设备，火灾事故率较高。可采取的防火措施有：①在换流变压器周围合适的位置，尤其是与阀厅相邻的围墙，应设置高等级的防火墙；②在换流站内设置事故油池，换流变压器基础四周铺设防火层；③装设灵敏、完善的火灾探测系统；④设置固定水喷雾灭火系统或泡沫灭火系统等（见图）。



换流变压器水喷雾消防系统

阀厅防火 阀厅是用于换流阀运行的一个封闭环境，一旦起火又得不到有效控制，毒气、腐蚀性烟雾和热量不能扩散，会随即影响阀厅内其他设备，后果严重，损失巨大。工程中常用的防火措施有：①采用能防止爆炸的阀厅结构；②阀厅结构材料具有耐火性能；③阀厅和辅助设施区之间的防火墙应具有足够的耐火能力；④换流变压器阀侧套管伸入阀厅处的开口应密封，具有与防火墙相同的防火等级；⑤为管道、沟槽和门窗提供防火密封装置；⑥根据具体情况设置紧急疏散通道等。

在阀厅内装设灵敏、完善的火灾探测系统是保证换流站防火系统高可靠性所必不可少的。工程实践证明，适用的阀厅火灾探测系统有空气采样、电视录像、红外线探测、电弧探测、火焰探测和常规的烟热组合探测。近期的直流工程将空气采样微粒检测系统作为阀厅火灾探测系统的主系统。它是一种收集空气试样数据送到远方进行分析的早期火警探测装置。这种装置通过一个自带的过滤装置，滤除空气中常规大分子及粉尘，将被燃烧材料在燃烧前期产生的大量小分子微粒收集起来，检测这些浓度极小、直径小于微米级微粒的存在，探测出早期火情。空气采样微粒检测系统可与中央火灾报警控制屏进行信息交换，通过后者联动相应的消防系统，其输出信号送至主控制室并可通过监控主机修改保护整定值。作为后备系统，阀厅内还可同时装设上述探测系统中的其他几种，可取得较好的实际效果。换流阀本身的制造过程中一般考虑了防火措施，因此阀厅内仅配置推车式灭火器用于扑灭初起火灾，同时还可利用室外消火栓系统消防。

套管及其他设备的防火 油浸式套管和设备是阀厅火灾的主要隐患之一。主要应做到：①尽量不采用充油套管，否则应设置在线监测装置，并与干式泡沫灭火器系统同时使用；②尽可能避免使用油浸式的其他设备，如电压分压器、电流互感器等。

此外，与交流变电站相类似，换流站防火系统还需要考虑其他电气设备、电缆、建筑物和构筑物的防火问题。（见变电站防火与防爆）

zhiliu huanliuzhan fuzhu sheshi

直流换流站辅助设施 （auxiliary facilities of HVDC converter station） 保证换流站主设备正常工作所需的其他设备。主要包括站用电系统、换流阀冷却系统、阀厅空调系统、防火系统和接地网等。

站用电系统 与交流变电站站用电系统基本相同，包括交流系统和直流系统两部分。交流系统保证交流用电设备的正常供电，直流系统保证所有控制、保护、通信、操作、事故照明的正常供电。控制、保护、监测的直流系统需要的电能，一般由两套电压较低的蓄电池及不停电电源来供给。断路器等的操作电源，一般由直流电源供电。站用变压器要有足够大的容量。站用电系统要保证换流站在正常和事故状态下的安全运行，其可靠性要求和抗干扰性要求都比交流变电站的要高。

可靠性要求 比交流变电站站用电可靠性要求严格得多，主要包括：①换流阀控制、调节、远动及触发脉冲装置必须不间断地连续工作，站用电的瞬间中断都是不允许的。这些装置的供电电源随制造厂的设计不同，可以是交流或直流，均必须采用不停电电源供电。②对于一些特殊设备，例如，有些直流电压测量装置和直流电流测量装置采用交流助磁的交流供电电源，也必须采用连续可靠的供电系统，以保证控制、调节、保护及测量设备可靠工作。③对于换流阀冷却系统的各种用电装置，如风机、水泵、油泵等，根据制造厂允许断电时间来设计站用电系统，一般允许采用交流双电源自动投入备用电源的供电系统。实际直流输电工程的站用

电系统，在电源引线和系统接线方面采取了一些措施，以满足可靠性的要求，如一般都由两路或两路以上的独立电源供电，采用与极相对应的接线方式，重要负荷采用双重化配置等。

抗干扰要求　由于换流阀的控制、调节、远动（包括通信通道）及触发脉冲均为弱电系统，为确保其稳定、可靠工作，在供电系统上必须严格采取防止干扰的措施，如采用与外界屏蔽的独立电源供电。

换流阀冷却系统　换流阀在运行中产生热耗导致换流阀较高的温升，这种温升必须经过强制冷却予以抑制。冷却介质必须具有良好的热力特性和绝缘特性，可采用空气、水、油等作为冷却介质。为了保持冷却介质高度的可用率，冷却装置必须按直流换流站极数或更小的单元划分，同时，冷却回路中的各种设备必须有足够的备用台数和容量。由于换流阀的冷却介质承受很高的电压，所以，对各种冷却介质的质量及纯度均有严格的要求。为保证安全运行，须对冷却介质不断进行监测，并及时进行处理。其处理方法须根据制造厂的要求和工程具体情况而定。

阀外冷却方案通常采用水冷却和空气冷却，水冷却为广泛采用方案，一般在寒冷或严重缺水地区采用空气冷却。对水冷阀的冷却介质有水质、水压、流量和水温等方面的要求。①水质：一般要求电导率为20～50μS/m，pH 值为 6～8。当电导率超过保护整定值，保护系统将发出报警或跳闸信号，整定值随着不同制造商的设计而略有差别。②水压：一般在0.3～0.6MPa 范围内。③流量：取决于晶闸管元件的冷却要求，同时，应满足阀体内防止电腐蚀所必需的最低允许流速的要求，由制造商提供具体数据。④水温：一般进水温在 30～45℃ 范围内，由制造厂定。进水温度过低，会造成阀体表面凝露，过高则会影响冷却效果，使阀的出力减少。（见直流换流阀冷却系统）

阀厅空调系统　为保持阀的绝缘良好，避免阀内元件沿面闪络或击穿，必须保持阀元件表面干燥和清洁。利用空调系统来保持阀厅干燥，并控制阀厅空气温度，可保证阀体表面不结露。为保持阀厅的清洁，采用闭式循环的空调系统，对少量补充空气进行严格的净化与过滤，阀厅内维持微正压，以防止外界尘埃的进入。

防火系统　换流站防火系统，除了考虑由自身运行特点引起的一些特殊因素外（见直流换流站防火系统），基本与常规交流变电站的相同。

接地网　换流站中各种设备的保护接地方式基本与交流变电站的相同（见变电站接地），但对工作接地有特殊的要求。换流站工作接地可分为直流输电接地极和电位接地。核算直流接地短路电流通过换流变压器中性点时是否会引起换流变压器的偏磁来决定电位接地是否可与换流站总接地网相连。必要时可与总接地网分开，或在换流变压器中性点接地回路中串联电阻。通常是引出独立的接地极，以分散接地短路电流，然后再与换流站总接地网相连。

见直流换流站平面布置。

zhiliu huanliuzhan gaopin zuse zhuangzhi

直流换流站高频阻塞装置

(line trap at HVDC converter station)　在直流换流站电力线载波通信系统中用以阻塞换流器产生的高频电压电流波动以减少对载波通信干扰的装置，简称阻波器。它串接在换流站高压直流或与换流变压器交流侧连接的线路进出端上，在载波频率及相应频带宽度内呈现高阻抗，用以阻塞换流器工作过程中所引起的高频电流进入两侧的交、直流系统，以减少对载波通信的干扰。

由于换流器工作过程中产生较强的载波频谱和无线电频谱的干扰电流，一般换流站交直流侧阻波器还需配备电容器，与阻波器一起构成交直流侧 PLC 滤波器。另外，为了避免无线电干扰信号沿交直流线路的传播，需在阀厅交直流侧出口处装设无线电干扰（RI）滤波器。

zhiliu huanliuzhan jianzhuwu

直流换流站建筑物

(building of HVDC converter station)　换流站生产建筑主要包括阀厅、主控制楼、户内直流场。阀厅及主控制楼的位置应结合换流站各配电装置的布置及站内交通等综合考虑，图 1 和图 2 中分别示出了单 12 脉动和双 12 脉动直流换流站阀厅、主控制楼及直流开关场的典型布置。

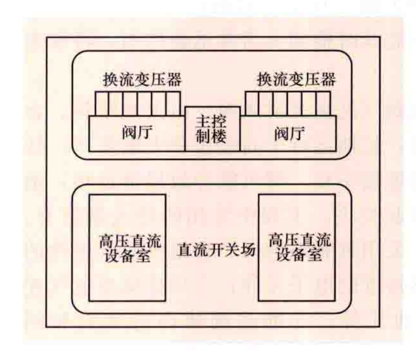


图 1　单 12 脉动换流站建筑物布置图

阀厅　主要用于布置换流阀及有关设备的建筑物，是换流站建筑物的核心。对于有两个极的换流站一般采用两个阀厅分别布置每极的换流阀。阀厅通常使用钢结构和钢筋混凝土结构，并采用全金属屏蔽，用于屏蔽外部电磁干扰和阀换相所产生的对外无线电干扰。阀厅应设置空调和通风设施，使阀厅内的温度和湿度控制在规定的范围内，保证在各种运行条件下不使阀的绝缘部件出现凝露及过热。阀厅还应设置空气过滤设施，并维持一定的微正压，以防止灰尘进入，保持阀厅内空气洁净。阀厅材料应能防火、隔热（见直流换流站防火系统），厅内应配备先进可靠的火灾探测报警及防火设施。当换流变压器和油浸式平波电抗器采用套管直接伸入阀厅布置时，阀厅相应的墙体应为防火墙，其耐火极限应大于 4h；若阀厅与主控制楼毗邻，阀厅与主控制楼之间的隔墙耐火极限应大于1～2.5h。阀厅应设有通向外面的门和通道，便于大型设备或车辆（如升降平台）出入，阀厅还应设置供运行人员巡视用的安全通道及运行窥视窗。进入阀厅的门应有安全电气连锁措施。

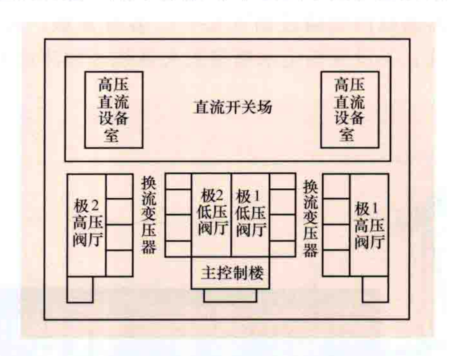


图 2　双 12 脉动换流站建筑物布置图

主控制楼　主要用于布置及安装换流站控制、保护、监

测及相关设备并作为运行人员进行监控、操作及维护中心场所的主要建筑。设有控制室、控制保护设备室、通信设备室、阀冷却设备室、站用电设备室和蓄电池室。控制楼通常还有值班人员休息室、设备维修调试室、备品备件室、工具储藏室及其他辅助设施等。控制室是换流站的控制指挥中心。传统的高压直流换流站控制室通常设置控制模拟屏，而现代高压直流换流站采用先进的计算机技术，一般设置微机工作站来进行监控，因此控制室的布置得到了简化。控制保护设备室和通信设备室应尽量布置在与控制室相毗邻的房间内，以减少控制电缆长度，且便于运行巡视。对双极直流换流站，通常采用将主控制楼布置在两极阀厅的中间，在设备布置上也尽量考虑将每极的设备分开，确保两极的相对独立性。主控制楼可按2～3层设计，并尽可能将阀冷却设备、站用电设备和蓄电池布置在底层，工作站、控制保护设备及通信设备布置在楼上各层。

户内直流场 用于在大气污闪比较严重地区的换流站布置高压直流设备，包括平波电抗器、高压直流母线、直流滤波器、直流测量设备、直流避雷器及直流开关设备等的建筑物。户内直流开关设备的布置应考虑运行巡视及维护检修的方便，对充油设备（如直流滤波器电容器）还应考虑进行适当隔离，满足防火要求。户内直流场的环境要求可与阀厅相类似，室内设置必要的空调、通风及空气过滤设施，保持室内温度和湿度在规定范围内。

zhiliu huanliuzhan jiaoliu kaiguanchang guzhang

直流换流站交流开关场故障

(faults at the AC switch yard of HVDC converter station) 发生在换流站交流开关场范围内的故障，即发生于换流母线、换流变压器、交流滤波器、并联电抗器或其他无功补偿设备、交流断路器及隔离开关、连接导线等主回路或交流主设备的故障。按照故障对直流输电系统的影响可分为与换流器并联设备故障和主回路交流设备故障两类。

与换流器并联设备故障 如交流滤波器、无功补偿装置及其连线部分的故障，这部分故障将由交流系统提供故障电流，故障电流的大小取决于交流系统的强弱。如果故障设备退出运行，将引起交直流系统交换无功的不平衡，或在交流系统中产生的谐波分量增大，进而引起直流系统的停运。交流滤波器和并联电容器组发生的故障通常为内部短路故障。滤波器中的电容器结构安排为H的对称桥形，当一个或数个电容元件短路损坏并达到一定数量时，将在健全的电容器元件上形成不可接受的过电压应力。此外，由于设计不当或非正常的运行，可能引起交流滤波器内部的电阻器或电抗器元件的谐波过负荷，造成元部件的过热。在交流滤波器的并联电路中元部件发生短路时，同时还会引起其单相阻抗的改变，在滤波器中出现零序电流及引起交流滤波器的失谐。与常规交流系统中同等电压等级的交流断路器相比，交流滤波器断路器投切频繁，且投切时的电容电流和涌流很大，因此设计时应考虑足够的裕度，以确保直流系统的安全运行。

主回路交流设备故障 主要指换流母线、换流变压器及其网侧断路器，以及换流变压器至换流器之间的连线等处的故障。对于整流侧，发生换流母线单相短路时，直流电压将降低，直流输送功率将减少，同时直流电压中含有100Hz的谐波。整流侧换流母线发生三相短路时，将失去换相电压，直流输送功率将为零。对于逆变侧，当换流母线发生故障时，由于换流器交流侧电压降低，引起直流反电动势降低、直流电流瞬时增大；如果电压下降严重，会继而引起换相角的明显增大，这些都将可能最终导致逆变器的换相失败。

特别要指出的是，如果在运行中逆变侧的换流变压器网侧断路器发生无故障跳闸，则视断开点和交流滤波器投入的组数不同，会产生数倍的过电压，相关的设备将承受很大的应力。

换流变压器故障除本体故障与常规变压器相同外，还应特别注意其阀侧绕组对地短路故障，其故障点与站内接地网形成回路，相当于换流桥的桥臂短路（见直流换流器故障）。此外，换流变压器的冷却系统故障、分接头控制和执行机构的故障，都将可能导致设备的损坏和直流系统的停运。当换流变压器投切时，往往会产生较大的励磁涌流，必须避免在某些情况下可能导致交流系统继电保护的误动。直流输电系统在正常或暂态工况下，会产生各种特征或非特征谐波，应该注意这些谐波对交流系统中继电保护的影响。

zhiliu huanliuzhan jiaoliu lübo zhuangzhi

直流换流站交流滤波装置

(AC harmonic filters at HVDC converter station) 安装在换流站交流母线用来吸收换流器交流侧谐波电流，限制交流侧谐波电压的装置，简称交流滤波器。分有源交流滤波器、连续调谐滤波器和无源交流滤波器三种。有源交流滤波器有磁通补偿、谐波注入以及直流纹波注入等多种型式，但有待进一步的开发，在换流站的交流滤波装置中尚未正式采用。连续调谐滤波器是在无源滤波器的基础上，利用控制信号连续调节电抗器电感量，使之始终处于理想的调谐状态的滤波器型式。无源交流滤波器由电阻、电容、电感组成，一般由若干个单独用于吸收某些指定次数谐波的三相滤波器组并联而成。每个滤波器在一个或两个谐波频率的指定范围内或高通频带下呈现低阻抗，使换流器产生的这些谐波电流绝大部分流入滤波器，从而减少注入无源系统的谐波，达到降低谐波的要求。广泛使用的交流滤波器有单调谐滤波器、双调谐滤波器和二阶高通滤波器三种，当前趋向于采用双调谐带高通的滤波器型式。

单调谐滤波器 由电容C、电感L和电阻R形成串联谐振电路，如图1（a）所示。其谐振频率$f_r=1/(2\pi\times\sqrt{LC})$，在此频率下它的阻抗$Z$最小，等于$R$并为纯阻性。当频率$f$低于$f_r$时，$Z$呈容性；当频率$f$高于$f_r$时，$Z$呈感性。其频率-阻抗特性如图1（b）所示。图中$\sqrt{L/C}$为滤波器的特征阻抗，等于在调谐频率下的容抗或感抗。单调谐滤波器常用于吸收5、7、11、13等谐波分量较大的低次特征谐波。

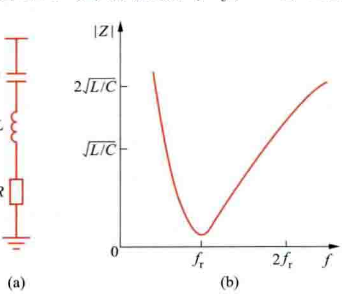


图1 单调谐滤波器

（a）电路；（b）频率-阻抗特性

双调谐滤波器 其电路如图 2（a）所示，在特性上相当于两个并联的单调谐滤波器。它能同时吸收两种频率的特征谐波电流。其阻抗频率-阻抗特性如图 2（b）所示。

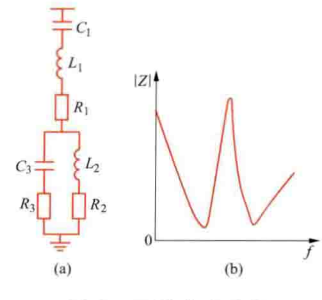


图 2　双调谐滤波器

（a）电路；（b）频率-阻抗特性

二阶高通滤波器 简称高通滤波器。其电路和频率-阻抗特性如图 3（a）和图 3（b）所示。它在一个很宽的频带内呈现较低的阻抗，常用于高次谐波（例如 17 次及以上）的滤波。如果因非特征谐波问题而将高通滤波器调谐在低次谐波频率上（如 3 次），将有较大的基波电流分量流过阻尼电阻，造成基波损耗增加，在这种情况下多采用如图 3（c）所示的 C 型滤波器（C_2 和 L_1 在工频下谐振），以降低流过电阻的基波电流。

双调谐带高通滤波器 其电路如图 4（a）所示，在双调谐滤波器的基础上增加高通电阻。其频率-阻抗特性如图 4（b）所示。这种滤波器能同时吸收两个甚至四个特征谐波频率下的谐波电流以及所有的高频谐波电流，因而可减少每一换流站交流滤波器的台数和类型，降低费用并提高可靠性。

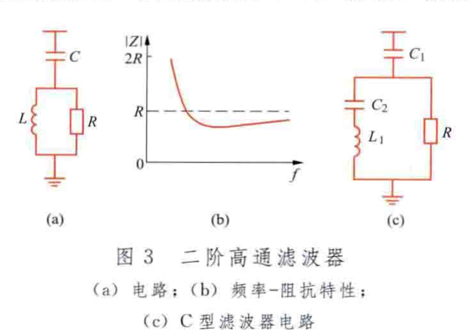


图 3　二阶高通滤波器

（a）电路；（b）频率-阻抗特性；（c）C 型滤波器电路

交流滤波装置的设计和运行 交流滤波装置的设计首先要考虑抑制谐波的效果，使流入交流系统的谐波电流及换流站交流母线上的谐波电压满足所规定的要求（见直流输电系统交流侧滤波），通常以单次谐波畸变率、总谐波畸变率和电话谐波波形系数（THFF）等指标表示。其次，由于各种型式的滤波器在低于它的谐振频率下的阻抗呈容性，在工频下发出的滞后无功功率也用作无功功率补偿，因此应考虑它们与一般并联补偿电容器或同步调相机的合理配合，从而满足换流站无功功率的需求。因为在低次谐波频率下交流系统的等值阻抗通常呈感性，还应该注意避免交流系统和滤波器及并联补偿电容器在低次谐波（主要是 2、3 次）频率下产生并联谐振。在上述前提下，适当选择滤波器的型式、容量和参数，使包括电能损耗的总费用最小。

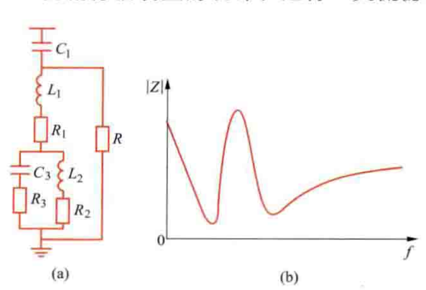


图 4　双调谐带高通滤波器

（a）电路；（b）频率-阻抗特性

在考虑满足滤波要求时，还应该注意到因交流系统频率偏移以及滤波器元件由于老化、温度变化和制造调整过程中所造成的参数误差，而使其实际调谐频率偏离相应谐波频率的给定值，即所谓失谐。应保证实际可能的在较长期间内出现的最不利失谐时仍能满足抑制谐波的要求，这一点对调谐型低次滤波器来说尤为重要。为了能适应季节性气温变化，以尽量减小失谐度，在一些直流输电工程中采用有分接头的可调电抗器或可改变接线以改变参数的谐波电容器组，近期也有工程采用连续可调交流滤波器。

换流器运行中除了产生特征谐波之外，不可避免要产生非特征谐波，交流系统还存在非特征背景谐波，有时需采用调谐于非特征频率的滤波器。另外，如果整个滤波装置（或其中的一部分）的频率-阻抗特性，或滤波装置与交流系统阻抗并联后的总阻抗在某一个非特征谐波频率上出现很大的幅值，也应采取措施适当降低并增加阻尼。

交流滤波装置大多直接接在换流站的交流母线上，有的也接在换流变压器电压较低的第三绕组上。后一接线方式虽然可以降低滤波装置的电压和费用，但调试不方便，滤波效果差一些，由此换流变压器的投资也将增加。

zhiliu huanliuzhan jinju

直流换流站金具

（HVDC converter station fittings）

见变电金具。

zhiliu huanliuzhan jueyuan peihe

直流换流站绝缘配合

（insulatation coordination for HVDC converter station） 考虑所采用的过电压保护措施后，根据直流换流站上可能承受的最大稳态电压和过电压水平、设备绝缘特性以及可能影响绝缘特性的因素，合理选择直流换流站的绝缘配置。主要内容包括换流站设备绝缘水平、爬电比距和空气间隙距离的选择。

换流站设备绝缘水平 它与过电压、避雷器配置和绝缘配合原则有关。

换流站设备上的过电压　直流换流站设备上可能出现的过电压主要包括操作过电压和雷电过电压。

（1）操作过电压。由交直流系统的各种操作和各种故障引起的，这些操作（故障）将在换流站的交直流设备上产生过电压，并对交直流设备的操作冲击绝缘水平的选取起决定性的作用。影响直流系统暂态过电压幅值和波形的因素与系统结构、运行方式、操作或故障类型、操作或故障位置等有关，还与避雷器的保护水平、直流控制保护等因素有关。（见电力系统操作过电压）

（2）雷电过电压。来自输电线路的雷电侵入波在设备上产生的过电压。交流场设备上的雷电过电压是由交流输电线路侵入的，而直流场设备上的雷电过电压是由直流输电线路和接地极线路侵入的。从雷电侵入波防护的角度出发，换流站可分为三个区域，见图 1：①交流侧区域。从交流线路入口到换流变压器的网侧端子。由于换流站安装有多组交流滤波器和电容器组，它们对雷电过电压有一定的抑制作用，使得换流站交流设备上的雷电过电压不比常规的交流变电站严重。②换流区域。从换流变压器的阀侧端子到直流平波电抗器的站侧端子之间。由于有换流变压器和平波电抗器的抑制作用，来自于交、直流侧的雷击波传递到该区域后，其波形

类似操作波形，因此应按操作冲击配合考虑。③直流开关场区域。从直流线路入口到直流平波电抗器的线路端。

避雷器配置　直流换流站的雷电过电压和操作过电压都是由金属氧化物避雷器加以限制和保护的，避雷器的配置包括安装位置和参数选择。

（1）避雷器的安装位置。确定换流站过电压防护措施和避雷器配置方案的原则是：①交流侧产生的过电压，尽可能用交流侧避雷器加以限制；②从直流侧侵入换流站的过电压，先由直流线路避雷器、直流母线避雷器和中性母线避雷器加以限制；③关键的设备应由与该设备紧靠连接的避雷器保护，如阀、交直流滤波器等；④由于换流站内各种设备所受的电应力不同，各点的对地电位也不同，有些设备还是串联连接，为了降低设备造价并且实现对设备的安全保护，换流站还配备了各种不同类型和规格的避雷器（见直流换流站避雷器）。避雷器的实际布置取决于直流换流站的主回路接线方式和布置结构，每极12脉动直流换流站典型避雷器的配置方案如图1所示。

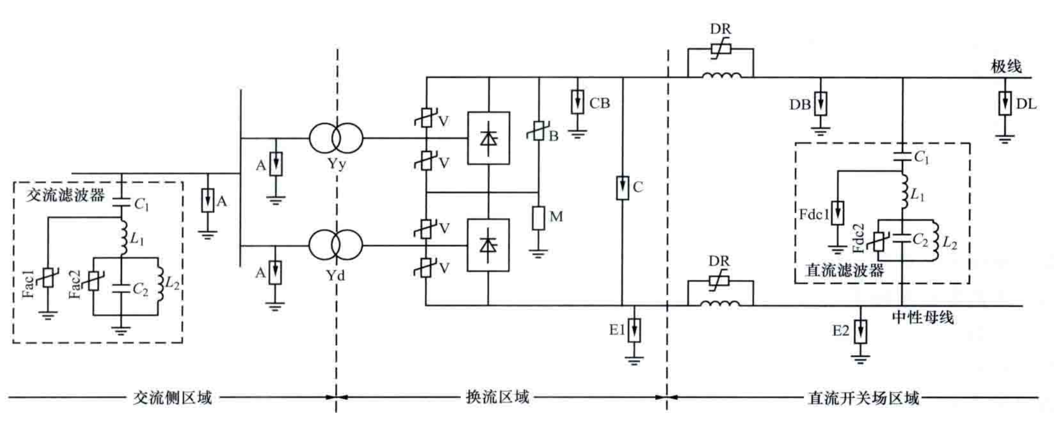


图1　每极12脉动直流换流站典型避雷器的配置方案

在某些情况下，根据连接在这一位置上设备的过电压耐受能力及其他避雷器组联合对该处提供的过电压保护情况，可以省去某些避雷器。例如图1中避雷器（B+M）或（C+E1）可替代避雷器CB等，另外，对于直接连接到直流电缆的换流站，因极线不直接承受雷电侵入波过电压的作用，避雷器DB和DL也可以被省略掉。避雷器与保护设备的关系见表1。

表1　直流换流站避雷器保护的设备

被保护的对象	保护用避雷器（图1中对应符号）
阀的端子之间	阀避雷器（V）
换流单元端子之间	（1）换流单元避雷器（C）； （2）12脉动换流单元中间母线避雷器（M）和中性母线避雷器（E1）
12脉动换流单元中间母线	12脉动换流单元中间母线避雷器（M）
极母线平波电抗器阀侧直流母线	（1）换流器直流母线避雷器（CB）； （2）换流单元避雷器（C）和12脉动换流单元中间母线避雷器（M）
极母线平波电抗器线路侧	直流母线避雷器（DB）、直流线路避雷器（DL）
中性母线平波电抗器阀侧	中性母线平波电抗器阀侧避雷器（E1）
中性母线平波电抗器线路侧	中性母线平波电抗器线路侧避雷器（E2）
平波电抗器端子之间	平波电抗器避雷器（DR）
换流变压器Yy阀侧	避雷器（M+V）
换流变压器Yd阀侧	避雷器（V+E1）
直流滤波器L_1、L_2、C_2	直流滤波器避雷器（Fdc1和Fdc2）
换流变压器网侧：交流母线和滤波器母线	交流母线避雷器（A）
交流滤波器L_1、L_2、C_2	交流滤波器避雷器（Fac1和Fac2）

（2）避雷器的参数选择。直流避雷器承受的运行电压不同于交流避雷器。它不只是单一的工频电压，而是直流电压、基频电压、谐波电压和高频瞬态（换相过冲）电压的合成。所以，直流避雷器的运行电压特性有CCOV（持续运行电压幅值）和PCOV（持续运行电压峰值，包括换相过冲）之分，见图2。

由于运行电压的波形直接影响着避雷器的老化特性（即荷电率），从而影响着避雷器额定（参考）电压的选取，并直接影响着避雷器的保护水平，因此各位置避雷器额定参数的选取，首先根据避雷器的运行电压特性确定避雷器的持续运行电压和额定电压（参考电压），然后通过过电压仿真计算确定流过避雷器的配合电流、吸收能量（并联柱数）和残压水平，从而确定避雷器的保护水平。

图2　换流阀和直流母线电压波形
(a) 换流阀电压波形；(b) 直流母线电压波形

绝缘配合原则　直流换流站设备绝缘配合方法与交流系统绝缘配合的方法相同，采用惯用法进行绝缘配合，即在电气设备上可能出现的最大过电压与电气设备的雷电冲击耐受电压（LIWV）、操作冲击耐受电压（SIWV）或陡波冲击耐受电压（FWWV）之间留有一定的绝缘裕度，见式（1）～式（3），表2给出了国际大电网会议（CIGRE）和中国标准推荐的绝缘裕度值。

$$\text{LIWV}=K_{\text{L}}\ [P_{\text{L}}]_{\text{L}} \tag{1}$$

$$\text{SIWV}=K_{\text{S}}\ [P_{\text{L}}]_{\text{S}} \tag{2}$$

$$\text{FWWV}=K_{\text{F}}\ [P_{\text{L}}]_{\text{F}} \tag{3}$$

式中 $[P_{\text{L}}]_{\text{L}}$、$[P_{\text{L}}]_{\text{S}}$ 和 $[P_{\text{L}}]_{\text{F}}$ 分别为避雷器雷电冲击、操

作冲击与陡波冲击的保护水平；K_L、K_S 与 K_F 分别为雷电冲击、操作冲击与陡波冲击下的绝缘裕度系数。

表 2　直流换流站设备绝缘配合裕度推荐值

设备类型	要求冲击耐受电压与冲击保护水平比值①,②		
	RSIWV/SIPL	RLIWV/LIPL	RSFIWV/STIPL②③
交流开关场母线，户外绝缘子和其他常规设备	1.20	1.25	1.25
交流滤波器元件	1.15	1.25	1.25
换流变压器（油中） 网侧 阀侧	 1.20 1.15	 1.25 1.20	 1.25 1.25
换流阀	1.15	1.15	1.20
直流阀厅设备	1.15	1.15	1.25
直流开关场设备（户外，包括直流滤波器和直流电抗器）	1.15	1.20	1.25

注：RSIWL 为要求操作冲击耐受电压，SIPL 为操作冲击保护水平，RLIWV 为要求雷电冲击耐受电压，LIPL 为雷电冲击保护水平，SFIWV 为要求陡波前冲击耐受电压，STIPL 为要求陡波前保护水平。

① 用于一般设计的比值，最后的比值（增高或减小）根据选择的性能标准确定。

② 阀避雷器的陡波前冲击耐受电压。

③ 以避雷器直接保护设备为基础的比值。

直流换流站一次设备的绝缘水平在式（1）和式（2）计算结果的基础上取整即可，不需取标准额定电压值。表 3 给出了中国已运行的 ±500kV 直流输电工程、宁东—山东 ±660kV 直流输电工程和向家坝—上海 ±800kV 直流输电工程的直流极母线的额定雷电冲击耐受电压（LIWV）或额定操作冲击耐受电压（SIWV）值。

表 3　典型直流输电工程极母线绝缘水平（kV）

直流工程标称电压	±500	±660	±800
额定雷电冲击耐受电压（LIWV）	1425	1700	1950
额定操作冲击耐受电压（SIWV）	1175	1450	1600

换流阀是换流站最为关键的装备，主要由大功率晶闸管串联组成，其运行工况远比其他一次设备复杂。与其他一次设备绝缘配合不同，在确定了换流阀避雷器设计方案后，换流阀内部还需要进一步进行绝缘配合，换流阀内部绝缘配合的主要内容有确定单阀晶闸管串联数、RC 阻尼参数设计、阀饱和电抗器设计、晶闸管正向过电压保护（FOP）设计和换流阀内绝缘配合校验。

（1）确定单阀晶闸管串联数。单个晶闸管最高耐压水平在 6～9kV，而换流阀在运行中承受的电压高达数百千伏，将多个晶闸管串联才能组成可靠工作的换流阀，单阀晶闸管级数要参考阀避雷器的保护水平，在避雷器的操作冲击、雷电冲击和陡波冲击保护水平之中，主要依据操作冲击保护水平 SIPL 来确定，为了保证可靠运行，还须增加若干冗余晶闸管。

（2）RC 阻尼参数设计。在阀内绝缘配合中，RC 阻尼参数的主要作用是抑制阀关断过程中产生的换相过冲电压，保证换流阀长期运行 PCOV 不超过阀避雷器起始动作电压值，保护避雷器安全。

（3）阀饱和电抗器设计。阀饱和电抗器在阀承受雷电或陡波冲击电压时起分压作用，减小晶闸管承受的冲击电压峰值。

（4）晶闸管正向过电压保护（FOP）设计。晶闸管正向过电压保护（FOP）是避雷器保护的后备保护，其设计值在阀避雷器保护水平和晶闸管正向耐压水平（VDSM）之间。

（5）换流阀内绝缘配合校验。对换流阀内绝缘配合设计方案进行校验，保证在型式试验和实际运行中晶闸管承受的各种类型的最高电压都在允许范围内，且阀避雷器可以长期安全运行。

某直流换流阀内绝缘配合设计如图 3 所示。

换流站设备爬电比距　一般以持续运行电压为基础，根据直流人工污秽试验，由直流有效盐密得到换流站直流侧支柱所需爬电比距。

换流站最小空气间隙　换流站直流侧设备的空气间隙主要考虑直流、交流、雷电和操作冲击合成电压的作用。由于直流侧设备带电导体多采用固定电极，因此空气间隙主要由雷电和操作冲击所决定。换流站间隙距离的选择由相应的避雷器保护水平确定，推荐的空气间隙 U_{50} 冲击放电电压计算公式为

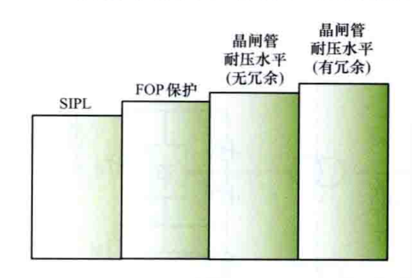


图 3　换流阀内绝缘配合设计

$$U_{50}=\frac{K_1U_P}{(1-2\sigma)K_2} \tag{4}$$

式中 U_{50} 为间隙的冲击（操作、雷电）电压波形下的 50% 的闪络电压；K_1 为裕度系数，对操作和雷电冲击分别为 1.2 和 1.25；U_P 为避雷器相应的（操作、雷电）冲击波保护水平；σ 为间隙的冲击（操作、雷电）放电电压变异系数，操作和雷电冲击的 σ 分别为 9% 和 6%；K_2 为间隙的冲击（操作、雷电）放电电压的海拔修正系数，海拔 1000m 以下 $K_2=1$。

参考书目

刘振亚．特高压直流输电系统过电压与绝缘配合．北京：中国电力出版社，2009.

zhiliu huanliuzhan kaiguan shebei

直流换流站开关设备

（switching facilities at HVDC converter station）　能按照运行要求将换流站的设备、直流线路和接地极引线接通和切断的装置。直流换流站开关设备分为交流开关设备和直流开关设备两大类。

直流换流站交流开关设备　直流换流站交流开关设备包括交流断路器、交流隔离开关和交流接地开关等。换流站交流断路器由于换流站谐波、甩负荷及磁饱和等原因，操作负担较之常规断路器要重些。需特别注意的是换流变压器回路断路器和交流滤波回路断路器：为了避免因换流变压器饱和而引起的铁磁谐振，换流变压器回路断路器一般配合合闸电阻；为了降低交流滤波器投入引起的过电压，避免因此产生的换相失败，交流滤波器回路断路器可配合合闸电阻，而最新的技术是配备电子式分相同步合闸装置。另外，这种断路

器必须具备足够暂态恢复能力以便在暂时过电压条件下能够安全地切除交流滤波器。换流站内的其他交流开关设备与常规交流变电站中的开关设备完全相同。

直流换流站直流开关设备　直流换流站直流开关设备包括直流转换开关、直流断路器、直流隔离开关和直流接地开关等。它与交流开关设备相比，主要区别在于：①直流断路器灭弧能力强，能够切断或转移直流电流；②开关触头材料能耐受直流电化学腐蚀；③绝缘结构的外绝缘爬距较大，并且采取措施防止瓷件由于金属件或钢脚露出黏合剂的一圈受直流电腐蚀形成的锈层增厚而胀裂。

直流转换开关　对于两端直流输电系统，换流站的换流阀本身就起到直流断路器的作用，它可以断开正常运行电流和故障电流，因此不需要另外装设直流断路器。但为了在运行中改变直流回路的接线方式和切断部分故障电流，一般在换流站内装设四种直流转换开关：①金属回路转换断路器（MRTB），装设于接地极线回路中，用以将直流电流从单极大地回线转换到单极金属回线，以保证转换过程中不中断直流功率的输送；②大地回路转换开关（GRTS），装设在接地极线与极线之间，用来在不停运的情况下，将直流电流从单极金属回线转换至单极大地回线，直流电流在金属回线和大地回线之间的转换须 MRTB 和 GRTS 相互配合完成；③低压直流高速开关（LVHS），当单极计划停运或换流器内发生除了接地故障以外的故障时，用来对闭锁的极进行隔离，当一个极内部出现接地故障时，用来把正常极注入故障点的直流电流转换至接地极线路；④中性母线接地开关（NBGS），在双极运行模式下，当接地极线断开，不平衡电流使中性母线电压升高时，用于建立中性母线与大地的连接，以维持中性母线电位，防止双极闭锁，提高系统输电稳定性。对于每极两个或多个换流器串联或并联的情况，需要采用与换流器并联的旁通断路器和与换流器串联的隔离断路器。对于多端直流输电系统，有时需要装设极线直流断路器来切断故障电流，将故障部分隔离并使其退出工作。

直流断路器　主要任务有：①在正常运行状态下，投入或切除直流线路或换流器而不必降低直流电压。②直流系统发生故障需要切除故障部分时，直流断路器可与控制系统配合，切断故障电流。因直流系统的故障电流在电流调节器的快速作用下，一般能很快降到其整定值，所以直流断路器切断的故障电流比交流断路器要小得多。③直流断路器还可用作在运行中进行直流侧接线方式转换的开关，如单极大地回线方式和金属回线方式相互转换时所用的金属回线转换断路器（MRTB）和大地回线转换开关（GRTS）。随着直流输电系统规模的增大，多端直流输电系统的出现，直流断路器可能有更加广泛的应用。

直流断路器的研制有三个难点：①直流电流无过零点，灭弧困难。②平波电抗器和直流输电架空线路纵向的电感比较大，直流线路横向电容也较大，加在极线的电压一般达到额定值左右，因此要求直流断路器在分闸断流过程中耗散直流主电路中储存的很大能量。③直流系统允许的操作过电压比交流系统的低。直流断路器一般由转换开关、转换电路和耗能器三部分组成。分闸时，电流先从转换开关转换到转换电路，然后转入耗能器耗散能量以实现灭弧。转换开关曾采用少油断路器、真空断路器、六氟化硫断路器及空气断路器等交流断路器，还曾采用磁控放电管。

按照灭弧方式的不同，直流断路器分为叠加振荡电流方式和耗能抑流方式两大类，又可细分为六种方式：①分段串入电阻耗能抑流方式。如图 1（a）所示，多断口断路器的断口 B1～B4 相继断开，使串入主电路的电阻逐步增大，相应地使直流电流逐步减小，由最后一个断口断开电流。②金属氧化物耗能降流方式。如图 1（b）所示，当交流断路器 QB 的触头分开时，由于电弧压降使触头间的电压升高，将火花间隙 G 击穿，电流转入电容 C 使其充电。电压越升高，通过金属氧化物元件 MOV 的电流增加得越快，使能量得以耗散，从而续流回降到极其微小的漏电流，此时即可视为直流电流断开。③磁控放电管耗能断流方式。如图 1（c）所示，交流断路器 QB1 的触头分开，由于极间的电弧压降使电流转移至磁控放电管 V，接着交流断路器 QB2 分闸，当触头完全分开后，给磁控放电管加上正交磁场，使其中断电流，而将电流转移至电容器 C 支路，再转移到 MOV。④有源型叠加振荡电流方式。如图 1（d）所示，正常运行时通过高电阻 R 将电容器 C 充电，欲分闸时，断开 QD1，合上 QD2，电容器中储存的电荷通过电感 L 放电产生振荡电流，紧接着断开断路器 QB，等待线路直流电流叠加上振荡电流而形成电流的人工过零时刻来到而遮断。⑤无源型叠加振荡电流方式。如图 1（e）所示，利用电弧电压随电流增大而下降的非线性负电阻效应，在与断弧间隙并联的 LC 串联回路中产生发散的自激振荡，使正处于断弧间隙中将被开断的直流电流叠加上增幅的振荡电流，在总电流过零时实现遮断。⑥拉长电弧耗能断流方式。这种特殊断路器的灭弧腔内壁具有较深的螺纹形槽，可供旋转的动触头离开静触头之后在槽中作螺纹形运动，同时也借助于电弧自身的电动力，在槽内把电弧拉成螺纹形的长弧，并使电弧与灭弧腔的槽形内壁接触，起到冷却绝缘介质和去游离的作用，以耗散电弧能量，从而遮断电流。在六种方式之中，以金属氧化物耗能降流方式较为简单可靠，无源型叠加振荡电流方式次之。

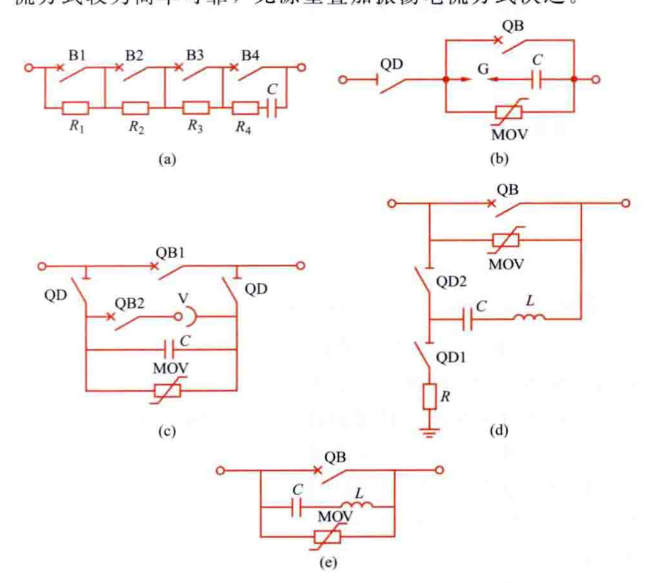


图 1　高压直流断路器的典型原理电路示意图

（a）分段串入电阻耗能抑流方式；（b）金属氧化物耗能降流方式；（c）磁控放电管耗能断流方式；（d）有源型叠加振荡电流方式；（e）无源型叠加振荡电流方式

高压直流断路器的技术参数已达 500kV/4kA 和 250kV/8kA。在两端直流输电系统中，高压直流断路器已普遍用于大地回路方式与金属回路方式的转换开关。随着多端直流输电系统的发展，用于开断故障电流的直流断路器可能为一些实际工程所采用。

直流隔离开关　直流隔离开关是在无电流的情况下进行电路的分断或接通的开关设备。

直流接地开关　直流接地开关是为了安全的目的，在无电压的情况下将某部分电路接地或断开接地的开关设备。

如图 2 所示为每极一个 12 脉动换流器的典型两端双极直流换流站直流开关设备配置图。

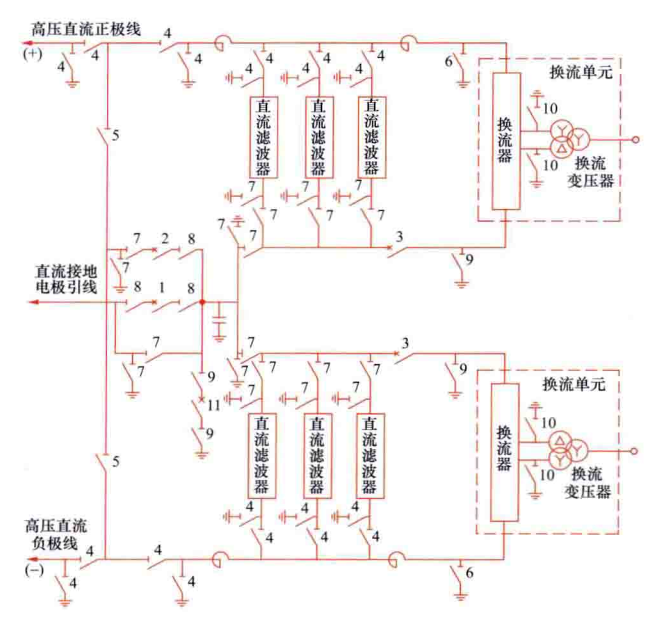


图 2　典型双极换流站直流开关设备配置图

1—金属回路转换断路器（MRTB）；2—大地回路转换开关（GRTS）；3—低压直流高速开关（LVHS）；4—高压直流隔离开关（带接地开关）；5—高压直流隔离开关；6—高压直流接地开关；7—低压直流隔离开关（带接地开关）；8—低压直流隔离开关；9—低压直流接地开关；10—高压交流接地开关；11—中性点接地开关

参考书目

赵畹君．高压直流输电工程技术．2 版．北京：中国电力出版社，2011.

zhiliu huanliuzhan kekaoxing

直流换流站可靠性

（HVDC converter station reliability）　换流站内设备在规定的运行条件下，在规定的时间内完成规定功能的能力。直流换流站设备按强迫停运发生的原因，可分为交流及其辅助设备、换流阀、直流控制和保护设备、直流一次设备。交流及其辅助设备包括交流滤波器及并联补偿装置、交流控制和保护装置、换流变压器交流侧、同步补偿设备、辅助设备与辅助电源系统及其他交流开关场设备；换流阀指阀本体和阀冷却系统；直流控制和保护设备指除交流及其辅助设备中常规交流控制和保护装置以外的所有控制和保护设备，包括就地控制、监测和保护、系统控制和保护以及控制和保护的通信设备等；直流一次设备包括直流滤波器、平波电抗器、直流开关设备、接地极、接地极引线以及直流开关场和阀厅设备。

换流站可靠性分析术语定义　根据 IEEE Std. 1240—2000 *IEEE guide for the evaluation of the reliability of HVDC converter stations* 的规定，换流站可靠性分析术语有停运、等效停运持续时间、能量不可用率、能量可用率、能量利用率等。①停运：指换流站设备由于与之直接相关的事件而导致其不能正常运行的一种状态，可分为计划停运和强迫停运。②等效停运持续时间：通常以小时计量，指实际停运持续时间与停运减负荷系数的乘积。该系数为停运期间计划输送的电量与系统最大连续可输送容量之比。其中，实际停运持续时间又分为由于换流站设备故障引起的强迫等效停运持续时间和按照计划停运检修的计划等效停运持续时间。③能量不可用率：包括强迫能量不可用率和计划能量不可用率。强迫能量不可用率指强迫等效停运持续时间与统计周期小时数之比。计划能量不可用率指计划等效停运持续时间与统计周期小时数之比。统计周期指本次可靠性指标统计所计及的时间间隔。④能量可用率：100％减去能量不可用率的百分数。此处能量不可用率是指强迫能量不可用率和计划能量不可用率之总和。⑤能量利用率：所输送的电能量与统计周期内直流输电系统的额定输送电能量之比。统计周期内直流输电系统的额定输送电能量为直流输电系统的额定输送功率与统计周期小时数的乘积。

提高换流站可靠性措施　为了提高换流站系统的可用率，必须从降低换流站内设备元部件故障率和缩短故障停运时间两个方面着手。

降低换流站内设备元部件故障率　典型的不可修复元件的故障率随时间按三种不同的规律变化，包括具有下降特性的初期、接近常数的正常工作期和具有急剧上升特性的衰耗期。初期阶段为排除故障期，这段时期主要的事故类型是由于设计和制造缺陷引起，所以运行初期的主要任务是找出不可靠原因，尽快发现并排除这些故障。正常工作期内对元件进行定期的计划维修，不仅可以使故障率下降，而且可以延长正常工作期的时间。衰耗期故障率迅速上升，因此若能知道元件开始衰老的时间，在此之前，就进行有效维修或更换，可以改善故障率曲线。

缩短故障停运时间　为了缩短停运时间，通常采用冗余与多重化配置。冗余可大致分为并列冗余和备用冗余，冗余的作用在于，可以将某种故障校正措施推迟到出现相对较轻的负荷期或计划检修期，这样不会造成重大的输电损失，这种故障通常不包括在强迫停运故障记录之内。

参考书目

赵畹君．高压直流输电工程技术．2 版．北京：中国电力出版社，2011.

zhiliu huanliuzhan lianxu ketiao jiaoliu lübo zhuangzhi

直流换流站连续可调交流滤波装置

（continuously tuned AC filter at HVDC converter station）　装设在换流站交流母线上，调谐频率在线连续可调的交流滤波装置。实际商业应用的连续可调交流滤波装置均采用附加直流励磁电流调节方式。

采用附加直流励磁电流调节电感值的原理如图 1 所示，通过调节控制线圈中的直流电流幅值，可以改变铁芯的饱和程

度，从而改变电感线圈的电感值。直流控制电流幅值越大，铁芯磁导率越低，电抗器电感量越小。

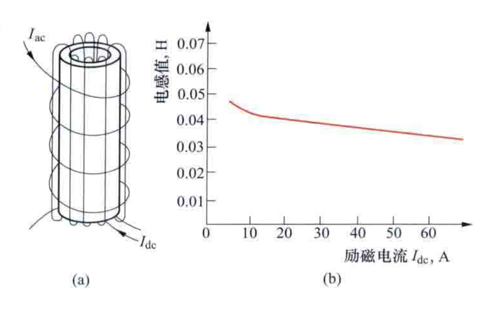


图 1　采用附加直流励磁电流调节电感值的原理示意图

(a) 受控线圈示意图；(b) 受控特性

由于交流系统频率偏移以及滤波装置元件因各种原因（例如电容、电感参数的制造误差，电容温度变化，安装匹配等）导致的调谐频率变化，使得常规交流滤波装置存在失谐问题。通过在线调节滤波装置元件参数，使滤波装置保持调谐，可以用较小的滤波容量达到所需的滤波性能，降低换流站造价，与电容换相换流器配合使用效果更好。连续可调滤波器控制原理如图 2 所示。通过对滤波器母线电压和滤波器电流信号进行带通滤波，对所获单次谐波电压和电流信号进行相位比较，如果电压超前于电流，则表示滤波器支路呈感性，应增加直流电流分量，加深电感的饱和度，降低电感值，使电压电流重新回到同相状态，即滤波器完全调谐。如果电压滞后电流，则需降低直流电流，增大电感值，使滤波器回到调谐状态。所有控制器都是分相的并具有积分环节，因而可保证每一滤波器支路都长期保持在接近调谐状态。

连续可调滤波装置具有上述众多优点，有制造和运用经验，但只能用于单调谐滤波装置，存在无功补偿量小且设备复杂等缺点，在常规直流输电工程中运用一般无明显的优越性，因此少有使用。

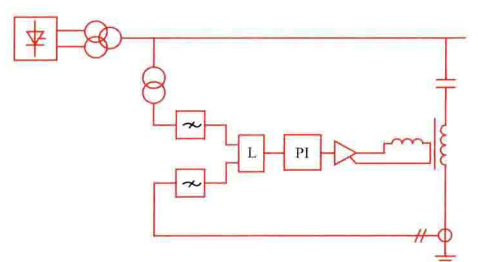


图 2　连续可调滤波器控制原理示意图

L—线性环节；PI—直流滤波环节

zhiliu huanliuzhan pingmian buzhi

直流换流站平面布置　(layout of HVDC converter station)　换流站内各种设备及其连接线、进出线、建筑、户外设备场地、工程设施与交通道路的总体布置。直流换流站的主要设备和设施有换流阀（见直流换流阀）、换流变压器、平波电抗器（见直流平波电抗器）、交流滤波器、直流滤波器、无功功率补偿装置、控制和保护设备、通信设施、交直流配电装置、交直流过电压保护装置以及站用电系统。此外，尚有直流换流阀冷却系统以及维修、办公和卫生设施等。所有这些设备和设施分别设置或安装在阀厅、主控制楼、户外开关场、检修间及其他有关的建筑中。换流站平面布置要满足运行、检修、运输、环境保护以及生活等需要，根据运行维护的具体情况，并考虑降低造价等因素，因地制宜进行安排。要尽可能减小对阀触发的电磁干扰和阀换相对外界无线电的干扰等。每极两个 12 脉动换流单元的双极系统换流站典型平面布置示意图如图 1 所示。（见直流换流站辅助设施、直流换流站建筑物）

极2直流场　直流场及接地极出线　极1直流场　备件库房　露天备件场地
极2阀冷户外机　极2高端阀厅　极2高端换流变压器　极2低端换流变压器　极2低端阀厅　极1低端阀厅　极1低端换流变压器　极1高端换流变压器　极1高端阀厅　极1阀冷户外机　交流场
极2阀冷设备间　极1阀冷设备间
极2辅控楼　极2高端外冷　极2低端外冷　主控楼　极1低端外冷　极1高端外冷　极1辅控楼
停车场　综合楼　污水处理及消防　站用电系统

图 1　每极两个 12 脉动换流单元的双极系统换流站典型平面布置示意图

为了减小换流阀触发系统可能受到的电磁干扰（见直流换流站电磁兼容），须尽可能地缩短阀触发系统的电缆或改用光缆。阀厅与主控制楼之间距离应尽量短，也便于巡视检修。双极系统一般将两个阀厅分别布置在主控制楼的两侧。

为了减小换流阀在周期性通断过程中产生的高频电磁振荡对无线电的干扰，除了对阀厅采取屏蔽措施外，常将换流变压器与平波电抗器（油浸式）的阀侧套管设计成水平型，伸进阀厅中，以节省阀厅穿墙套管，并改善了套管的工作环境，降低了污闪率，同时避免阀厅无线电干扰波沿交直流引出线向外辐射。为了减小换流站运行噪声对环境的影响，应充分利用地形及建筑物对噪声的阻隔作用，必要时应设置屏障。（见换流站无线电干扰、换流站可听噪声）

阀冷却介质的制备装置一般布置在主控制楼底层，阀厅下层或附近，设计中应注意冷却介质的温度与阀厅空气温度和湿度的配合，防止阀中冷却管道表面结露。

在换流站的平面布置中，交流配电装置、交流无功补偿及交流滤波器区域（500kV 交流场见图 2）、换流变压器、

阀厅控制楼区域、直流场区域是换流站平面布置的最重要部分，其占地面积约为换流站围墙内占地的95%。中国近期建设的换流站单位容量占地面积为20～50m^2/MW。



图2　500kV交流场

zhiliu huanliuzhan sunhao

直流换流站损耗

（power losses of HVDC converter station）　换流站范围内的设备和母线以热能形式消耗的电能。换流站损耗具有设备种类繁多、产生机理不同、不同工况下损耗不同等特点。其中，运行损耗及附加损耗受换流站负载水平的影响很大。因为某些类型的设备（如谐波滤波器和冷却设备）投运的数量取决于负载水平，各个设备自身的损耗亦随负载大小而变化。直流换流站在不同工况下，投入设备的种类和数量区别很大。计算换流站损耗时，普遍认可并采用的方法是在空载和满载之间选择几个负荷点，分别测量和计算换流站内各主要设备的损耗，然后把这些损耗相加得到换流站的不同负荷点总损耗。高压直流换流站满载下的损耗一般小于其传输功率的1%。

直流换流站损耗分类　包括空载损耗、运行损耗及附加损耗。换流站设备在不同工况下有些可能会产生所有这三种损耗，如换流阀在空载或运行时产生对应的空载损耗和运行损耗，同时伴随有冷却系统等辅助设备带来的附加损耗。而有些设备由于只在某些工况下才投入使用，所以只产生特定类别的损耗，如直流平波电抗器在空载运行期间无电流通过，所以不产生空载损耗，只产生运行损耗（对于配备有辅助设备的平波电抗器，还将产生附加损耗）。

空载损耗　换流站已带电，但换流阀处于闭锁状态，立即带负载所需的辅助设备和站用电设备已投入运行时的损耗。此状态下不需要投入交流滤波器和无功补偿设备，平波电抗器（见直流平波电抗器）和直流滤波器也没有带电，但站用电和冷却设备已经投入。

运行损耗　换流站已带电，换流阀在给定负载水平下运行时换流站设备产生的损耗。

附加损耗　向换流站辅助系统供电所需功率。此附加损耗与换流站处于空载状态还是负载状态有关，在负载状态下还取决于负载功率水平。

换流站损耗计算条件　直流换流站的损耗计算条件为：额定的（平衡的）交流系统电压和频率、对称的换流变压器阻抗、对称的触发角。换流变压器抽头应置于额定交流系统电压的位置。

运行损耗应在换流站设计规定的负载水平下确定。如果没有这样的规定，则应在额定负载下确定。对于每一负载水平，阀侧交流电压、直流电流、换流阀触发角、并联补偿及谐波滤波设备，都应与相应的负载水平相匹配，以及与其他规定的性能要求，如与谐波畸变及无功功率要求相符。对应标准参考温度的冷却及其他辅助设备应投入运行以支持相应的负载水平。

在空载运行方式下，换流变压器应带电，换流阀应闭锁。除了维持零功率运行所需的滤波器和无功补偿设备（如为满足规定的无功要求）以外，所有的滤波器和无功补偿设备都应切除。换流站立即带负载所需的站用电负载和相关辅助设备（如冷却水泵）应投入运行。

换流站设备损耗的确定　包括晶闸管换流阀损耗、换流变压器损耗、直流平波电抗器损耗、并联电容器组损耗、并联电抗器损耗、交流滤波器损耗、直流滤波器损耗、辅助损耗及站用电损耗、无线电干扰/线路载波滤波器损耗、其他设备损耗。

晶闸管换流阀损耗　包括空载损耗、运行损耗及附加损耗。换流阀损耗由阀各个元件损耗相加获得。损耗以一个桥臂为单位计算。空载损耗是在阀闭锁期间加在阀上的电压使阀电阻中流过电流造成的损耗之和。运行损耗包括阀通态损耗、晶闸管开通时的电流扩散损耗、阀的其他通态损耗、与直流电压相关的损耗、阻尼电阻损耗、电容器充放电损耗、阀关断损耗、阀电抗器磁滞损耗8个部分。阀元件的电特性都随温度而变化。但根据经验，只有晶闸管本身对温度敏感，对阀的损耗有实质性影响。附加损耗即冷却、风机等配合换流阀运行的辅助设备损耗。

换流变压器损耗　包括空载损耗、运行损耗和附加损耗。前者指在空载运行方式下，变压器带电而阀闭锁，此时换流变压器的损耗就是空载损耗（铁芯损耗）。其计算方法与普通电力变压器相同。运行中换流变压器的损耗是励磁损耗（铁芯损耗）加上与电流相关的负荷损耗。当换流变压器带负荷时，换流变压器绕组流过高次谐波电流，需考虑谐波电流引起的损耗，因此换流变压器的损耗比普通电力变压器大。换流变压器的辅助设备损耗可以在出厂试验中单独测量，也可以在换流站辅助设备损耗测量时一同测量。

直流平波电抗器损耗　包括运行损耗和附加损耗。平波电抗器运行损耗应是直流电流的损耗、谐波电流的损耗及铁芯磁化损耗（如果有的话）之和。平波电抗器的辅助设备损耗（如果有的话）应计入换流站的辅助设备总损耗中，可以在工厂试验中单独测量，也可以在换流站辅助设备损耗测量时一并测量。

并联电容器组损耗　根据IEC 60871-1 *Shunt capacitors for a.c. power systems having a rated voltage above 1000V-Part 1: General* 标准，应在一定的换流站负荷水平下确定，即在此负荷下，该并联电容器组连接在交流母线上。谐波电流引起的损耗很小，可以忽略。

并联电抗器损耗　应根据IEC 60289 *Reactor* 标准，在工厂试验时测量，并校正到最高绕组温度，不考虑热点，按标准环境温度计算。对于油绝缘的电抗器，标准的绕组温度应取75℃。当换流站的负载水平要求将并联电抗器接入交流母线时，才需要将并联电抗器的损耗计入换流站总损耗中。如果使用强迫冷却，则冷却设备的功耗应计入换流站的

辅助设备总损耗中。

交流滤波器损耗　交流滤波器由滤波电容器、滤波电抗器和滤波电阻组成。滤波器的损耗是组成它的设备损耗之和。交流滤波器的损耗应根据换流站不同的负载水平和相应的交流滤波器投入情况计算。在求滤波器损耗时，假定交流系统开路，所有谐波电流都流入滤波器之中的情况。

直流滤波器损耗　当换流器运行时，需要根据在适当的负载水平下的正常运行参数，使用工厂试验所得损耗数据和计算出的谐波电流来确定直流滤波器的损耗。当使用有源滤波器时，其损耗计算方法由供货方提供。

辅助损耗及站用电损耗　应在相应的负荷水平和运行参数下的正常稳态运行状态，并在站用电系统的供电线路上直接测量。由于站用电负荷随时间而变化，因此应在规定的时间内进行一系列的测量，并取测量结果的平均值。

无线电干扰/线路载波滤波器损耗　除了交流滤波器及直流滤波器以外，高压直流换流站通常还需要防止无线电干扰或避免干扰电力线载波系统的设备。这种设备可由串联支路、并联支路或串并联支路组合而成，并联支路的损耗很小，可以忽略不计。对于串联的滤波器，只需考虑电抗器中的损耗。

其他设备损耗　其他设备产生的损耗，如避雷器、测量互感器、开关设备等应忽略不计。

参考书目

赵畹君．高压直流输电工程技术．2版．北京：中国电力出版社，2011.

zhiliu huanliuzhan wugong buchang zhuangzhi

直流换流站无功补偿装置

(reactive power compensator at HVDC converter station)　装设在换流站中用以补偿换流器所需无功功率的设备。直流换流站消耗的无功功率与其输送的有功功率成正比，一般情况下，整流侧消耗的无功功率为直流输送有功功率的40%～50%，逆变侧消耗的无功功率为直流输送有功功率的40%～60%。有时，逆变站的无功补偿装置还担负着一部分负荷所需的无功功率，参与受端交流系统的无功功率平衡。当送端换流站靠近电厂时，也可由发电机提供部分无功功率。无功补偿装置需经常随直流输送有功功率的变化而投入和切除。通常采用的无功补偿设备有：机械投切的电容器组（包括交流滤波器电容器组和无功功率补偿的并联电容器组）和电抗器组、静止无功补偿装置以及同步调相机等。这些设备的构造和工作原理与交流系统所采用的基本相同。

电容器组和电抗器组　所提供的无功功率与交流电压的平方成反比，其无功-电压调节性能较差。当换流站交流母线电压下降时，换流站需要更多的无功功率，而电容器组此时所提供的无功功率按电压的平方成比例降低，促使电压进一步降低。在弱交流系统中，无功功率潮流对电压波动非常敏感，在一定的条件下，恶性循环将引起电压不稳定。但采用电容器组补偿无功功率，投资少，运行维护简单，所以在换流站交流母线电压稳定性许可的情况下，优先采用电容器组。

当直流输送有功功率较小时，由于滤波要求又需要投入一定滤波器，可能造成无功过剩，电压过高，则用电抗器组加以平衡。电抗器的无功调节性能和电容器一样。

静止无功补偿装置　由可控电抗器和可投切电容器（或滤波器）组成，故无功电压特性和上述电容器一样，对系统能发出或吸收无功功率，具有与调相机相当的无功调节性能，但比调相机的响应时间快，动态性能好，并且损耗小，投资略省，维护简单。在高压直流输电工程的换流站中已有采用。

同步调相机　利用调相机的自动励磁调节装置，在过励磁运行时，可向系统提供滞后的无功功率，在欠励磁运行时，则从系统吸收无功功率。它能平滑地调节电压。如果调相机装有快速自动励磁调节装置及强行励磁装置，可有效地提高电压的稳定性。调相机还有增大系统短路容量作用。但投资较大，损耗较大，运行维护复杂，应用较少。

配置原则　换流站的无功功率补偿要考虑稳态时的无功平衡，也要考虑动态的交流电压稳定性，要根据换流站所连接的交流系统的强弱，合理配置换流站中无功功率补偿设备，优化选择技术经济性能好的方案。交流系统的强弱可用短路比（SCR）来表征，SCR是指换流站交流侧母线的短路容量与直流额定输送功率的比值。短路比越大，系统等值电抗越小，所连接的交流系统越强；反之，则交流系统越弱。一般认为短路比大于5的系统属于强系统，小于3的为弱系统。

根据一些实际工程计算，换流站无功功率补偿装置的典型配置原则为：①当SCR>5时，可以全部采用电容器组和电抗器组；②当5>SCR>3时，电容器只能占总补偿容量的50%左右，其余应装静止无功补偿装置；③当SCR<3时，补偿容量的50%～70%应装静止无功补偿装置或有快速的自动励磁调节装置的同步调相机。

发展趋势　由于直流控制保护系统技术的进步，无功补偿配置要求呈下降趋势。国际上已存在SCR小于3而全部采用电容器补偿的换流站，在换流站设计中尽量避免采用同步调相机。

由于电力电子元件技术的进步，可以采用电容换相换流器或脉宽调制技术控制电压源型直流输电换流器，此时除必要的交流滤波装置外，可以省去无功补偿装置。

zhiliu huanliuzhan xianchang shiyan

直流换流站现场试验

(site tests of HVDC converter station)　在直流换流站全部设备安装完成后，在现场对各个设备和整体的各种工作状态进行的试验。用以验证换流站设备是否全面满足工程的规范书和合同的要求，并确定能否验收和投入正式运行。整个试验分为设备试验、分系统试验和站系统试验三个阶段。

设备试验　对各个设备分别进行检查和试验，以确认在运输中无损伤，现场安装符合规范书要求，并具备起动和加载的条件。直流换流站设备试验的内容主要有：①导电部分电阻的测量，连接点接触电阻的检验；②绝缘试验，包括绝缘电阻测量，局部放电、泄漏比和湿度的检验，绝缘油试验等；③变压器变比、极性和磁化曲线的检验，电压和电流测量设备的性能测试；④换流阀晶闸管级的触发、保护和耐压性能的检验；⑤机械和连锁装置的检验；⑥辅助设备功能试验；⑦控制、保护及报警系统硬、软件功能测试，各种定值

的检验；⑧运行系统和备用系统转换功能试验；⑨通信设备和信道传输性能的测试等。

分系统试验　分系统是由一些相关的设备及其控制装置组成的功能单元。一般按一个控制柜和它所控制的设备作为一个分系统。对所有分系统都要分别进行加电起动或通电试验，检验其电气特性、机械特性或工作特性，测试控制、保护及远动通信之间的协调配合及各种功能，并进行定值的调整。分系统试验结果要与出厂试验数据对照，进一步判断分系统安装、调试质量以及能否全面执行预定的任务。各分系统试验全部通过后，才允许进行下一阶段的站系统试验。

站系统试验　在分系统试验完成并合格的基础上，换流站相关一次设备已具备带电条件，按照合同和技术规范书的要求，分别在各换流站内检查换流站功能的试验，即换流站设备充电、顺序控制功能、直流线路开路试验等，同时也是为端对端系统试验作准备。站系统试验项目主要包括顺序操作试验、出口跳闸试验、换流变压器及换流器充电试验、直流线路开路试验、抗干扰试验、站用电源切换试验、零功率试验等。交流场充电试验可以在站系统试验中进行，也可单独实施。

zhiliu huanliuzhan youyuan zhiliu lübo zhuangzhi

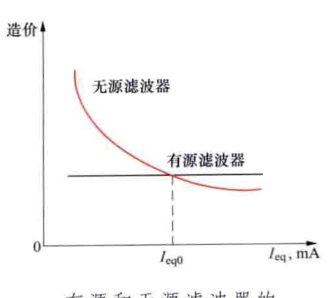
直流换流站有源直流滤波装置

(active DC filter at HVDC converter station)　连接在直流极线和中性母线之间用于抵消直流侧谐波的可控谐波发生器及其辅助设备。它的基本原理是采用一个大功率的放大器通过适当的途径向直流线路注入一个谐波电流，其控制系统使这个电流与直流换流器所产生的谐波电流大小相等、相位相反，两者在直流线路中互相抵消，使整个线路的直流谐波电流得到有效的抑制。

典型的有源直流滤波器主要包括两个部分：有源部分和耦合部分。有源部分主要由信号测量回路、控制电路和放大环节等组成。耦合部分一般是一个无源滤波器，主要由电容、电感和开关等组成。

有源直流滤波器的输入信号包括：①线路谐波电流测量信号；②极对中性母线谐波电压测量信号；③交流电网频率同步信号。有源直流滤波器应在直流和交流系统运行条件改变后自动对其参数进行调整，并在30s内达到规定要求，应尽可能缩短这一响应时间。有源部分可以在任何条件下投入或者切除，切除后的耦合部分可以长期连续运行，且不影响任何一极的功率输送。

有源直流滤波器构造复杂，一般在实际工程中如果对谐波等效干扰电流有严格要求，则采用有源直流滤波器有较大的优越性。在对谐波等效干扰电流没有特别要求的场合，则采用无源直流滤波器更为经济和可靠。为满足不同的等效谐波干扰电流要求，使用有源和无源滤波器的造价可用图来表示。由图可知，当实际工程所允许的 I_{eq} 大于 I_{eq0}（典型的双极直流系统一般是400～500mA）时，采用无源滤波器较为经济；反之，则可考虑采用有源直流滤波器。



有源和无源滤波器的造价比较示意图

I_{eq}—等效谐波干扰电流；I_{eq0}—等效谐波干扰电流临界值

zhiliu huanliuzhan yunxing weihu

直流换流站运行维护

(operation and maintainance of HVDC converter station)　以确保直流换流站安全、可靠运行为最终目标，由换流站运行人员最终执行的所有相关工作。通过严格的运行操作规程和严谨的检修维护方法来实现。与交流变电站相比，直流换流站系统较为复杂，换流站设备运行维护工作（包括定检、消缺、预试）相对较多。

直流换流站运行操作分层　换流站运行操作分为远方调度中心运行操作、换流站主控制室运行操作、设备层就地控制运行操作。

远方调度中心运行操作　包括与区域调度中心沟通，报告换流站运行状态，接收并转发区域调度指令。如直流系统状态切换和在线操作、HVDC系统的状态控制等。

换流站主控制室运行操作　包括直流系统的正常起动和停运、系统控制模式的在线转换（如功率/电流控制）、运行方式的在线转换（如潮流反转）、运行整定值的在线整定（如直流电流/直流功率及其变化率和阶跃变化量的重新整定和在线改变），以及手动定功率方式/功率曲线方式的在线转换等运行操作。另外还包括使系统能分段达到下述不同状态：检修状态、交流系统隔离状态（冷备用）、交流系统联接状态（热备用）、换流阀解锁（运行）状态及空载加压试验等。

设备层就地控制运行操作　包括特殊工况下的设备就地操作，如直流系统和交流系统发生故障时报警或保护动作后的手动复归、冷备用状态下的交/直流场和阀厅内断路器、隔离开关和接地开关的分合、换流阀的主/备冷却系统的投切、消防和空调系统的控制操作、换流变压器分接头的变换、站用电源系统主备通道的切换。

换流站设备维护检修内容　包括二次设备维护检修和高压电气设备维护检修。所有维护检修工作都要在严格遵守相关规程制定的维护检修方法及换流站维护工作票制度的基础上进行。

二次电气设备维护检修　二次电气设备的维护检修对象包括双极控制保护系统、极控制保护系统、换流器控制保护系统、站控系统、监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）系统、GPS对时系统、交流保护装置、直流保护装置、安全自动装置、二次电压电流回路、控制信号及跳合闸回路、继电器、表计传感器变送器、电能计量系统、通信装置、阀冷却系统、站用直流蓄电池、站用直流充电装置、UPS电源、交直流配电屏及直流接地检测装置、消防系统、空调系统、安保监控系统23项。（见直流控制保护设备）

对新投入运行后的双极控制保护系统、极控制保护系统、换流器控制保护系统、站控系统、SCADA系统等控制类设备3年内及投运后第8年宜进行一次较全面的检修试验。考虑到电子元器件的寿命，投运8年后宜根据实际情况缩短例行试验周期。对交流保护装置、安全自动装置等保护装置新投入运行后的一年内宜进行一次较全面的检修试验，主要的试验项目每6年进行一次。

二次设备检修内容繁多，针对不同设备应依据厂家提供的维护方法进行检查试验。试验时应注意防静电等保护措施，遵照规程相关规定履行工作许可手续。

高压电气设备维护检修　直流换流站高压电气设备维护检修对象主要包括：换流变压器，平波电抗器，电力变压器和并联电抗器，SF_6气体绝缘电力变压器，高压套管，交直流滤波器及并联电容器组，中性线母线电容器，电力线载波装置及噪声滤波器，金属氧化物避雷器，隔离开关和接地开关，直流断路器，SF_6交流断路器和GIS，交流电流互感器，直流电流互感器（零磁通型），光电式电流互感器，电容式电压互感器，电磁式电压互感器，直流分压器，橡塑绝缘电缆，纸绝缘电缆，直流接地极及线路，换流站接地网，换流站设备外绝缘及绝缘子，输电线路，晶闸管换流阀，绝缘油试验和SF_6气体分析等内容。

高压电气设备日常维护重点在于机械外观检查、连接检查、污秽情况检查、绝缘子检查、红外热成像检查、异常噪声检查等项目。

年检维护时除日常维护检查项目外，还包括设备电气参数校验、功能试验、污秽清理、换流变压器油中气体组分监测、SF_6气体压力检查和避雷器动作情况检查等。对电气性能明显下降的设备要及时淘汰更换。

换流站维护检修方法分类　根据设备种类和运行状态的不同，维护检修工作包括定期维护、例行试验、检修试验和诊断试验。定期维护指对长期运行的设备，在停电或不停电条件下，对设备进行的周期性检查、监测或保养。例行试验指按一定周期对设备的例行检查和定期试验。检修试验包括对新更换后的设备或者重要元器件需要进行的一系列较完整的试验。诊断试验又称为补充试验，主要是为寻找事故原因或解决设备缺陷而进行的一系列试验。诊断试验的试验项目应根据实际情况从检修试验项目中选择或另外补充。

换流站维护工作票制度　换流站维护应严格执行闭环管理制度，其中包括工作前的安全技术交底、工作中的安全监督、工作验收制度、后续质量跟踪制度及工作归档。避免出现由于工作人员技能水平不够，对现场设备不熟悉，凭经验办事等造成验收不到位，导致设备带缺陷运行致使事故扩大化，或危害人员安全。

参考书目

赵畹君．高压直流输电工程技术．2版．北京：中国电力出版社，2011.

zhiliu huanliuzhan zhanzhi xuanze

直流换流站站址选择

(site selection of HVDC converter station)　根据拟建换流站的技术要求及接入电力系统的方案，通过技术经济比较选择建设直流换流站的具体地点及场地。换流站建设地点的确定，对换流站建设的经济合理和运行的安全可靠有极重要的影响。换流站站址需根据远期10～20年的电力发展规划和近期5～10年的电力系统设计，确定换流站在电力系统中的地位和作用，然后再经全面的技术经济比较后确定。在进行不同站址方案的技术经济比较时，应全面分析技术条件、基建投资和运行费用。

技术条件　应包括接入电力系统条件、地形地貌、地质条件、环境条件、线路走廊、接地极条件、交通运输、防洪与排水、水源、站用电源的引接、施工用水与用电条件、占用土地及拆迁情况以及与城镇规划的协调关系等。

应结合换流站在系统中的地位和作用确定合适的地理位置，如整流站应靠近电源中心，逆变站应靠近负荷中心，以减少输电线路投资和输电的电能损耗；同时还要考虑输电线路走廊，并与附近的城镇建设规划相协调，留有扩建余地。

换流站站址应尽量避开各类有严重污染的化工厂、冶炼厂等，当完全避开这些污染有困难时，至少应使换流站处在这些污染源的上风向。选择换流站站址时还应注意与周围环境和邻近设施（如军事设施、通信电台、飞机场、导航台、风景区等）的相互影响和协调。

站址周围应有可靠的水源，取水及输水设施要求简单可靠，水量应满足生活用水、消防用水和换流阀冷却用水等的要求。

换流站站址要尽量靠近现有的铁路、公路或通航河流，避免新建桥梁、疏通河道和建造码头，以减少换流变压器等大件设备的运输费用。

换流站站址周围应有合适的满足直流接地极建设条件的极址。为避免地中电流对换流站地下设施的电腐蚀以及地中电流场导致流过换流变压器的直流偏磁电流过大，换流站与其相应接地极一般应保持10～50km的距离。

换流站站址选择的其他技术条件与相近电压等级的交流变电站相同。

基建投资　包括的项目有：①站区开拓，即土石方工程及场地平整，原有建筑物拆迁及赔偿，征用土地及青苗赔偿等。②交通运输，即铁路与桥涵、公路与桥涵、水运码头及有关设施。③供水设施，即取水工程、供水管线、排水管线及冷却设施。④接地极工程，即接地极本体及接地极引线。⑤接入电力系统条件，即换流变压器交流网侧母线电压不同时所引起的投资差别比较以及交流输电线路、直流输电线路投资比较。⑥其他工程，即地基处理、建筑物抗震、站用电外引电源、施工用水、施工用电及临时道路等。

运行费用　包括材料费、工资、水电费、各项损耗及折旧费等。

zhiliu huanliuzhan zhiliu kaiguanchang guzhang

直流换流站直流开关场故障

(faults at the DC switch yard of HVDC converter station)　发生在换流站直流开关场范围内的故障，即从换流器高压端出口至直流线路隔离开关，以及低压端至接地极之间的所有设备或连线的故障。

直流场对地故障包括高压侧故障和低压侧故障。直流开关场内的高压侧，较多发生的是设备支柱绝缘子对地闪络故障，这将引起直流电流瞬时急剧增大。直流开关场内的低压侧，通常发生的是中性母线或接地极引线对地短路或断线故障。如果发生对地短路故障，直流电流将流过站内接地网，造成站内接地网电位升高，使换流变压器中性接地点流入直流电流，引起直流偏磁增大而饱和。如果发生开路故障，则直流电流将中断，并使中性母线设备承受很大的过电压应力。

直流开关场中的设备故障主要指直流滤波器、平波电抗器的故障。直流滤波器可能发生内部短路故障、元部件的过

负荷造成元件过热，或者由于支路内电容器元件的损坏数量达到一定程度后而导致电容器组件内的其他电容器元件雪崩式损坏。油浸式平波电抗器故障与变压器故障基本相同。空气绝缘的平波电抗器通常会由于绝缘设计强度或制造工艺问题而引起内部绕组局部发热而损坏。这些故障直接威胁直流系统的设备安全，都将由控制或保护动作而使直流系统停运。直流开关场的开关设备中，比较特殊的是金属回路转换断路器（MRTB）和金属回路转换开关（MRTS）。直流系统在从大地回路运行方式转换为金属回路运行方式时，MRTB需要切断的电流值约达运行直流电流的80%～90%。如果转换不成功，则MRTB必须要经受数百毫秒间隔的拉断电弧的时间，然后才能得到保护发出的重合命令，以避免MRTB的损坏。

对于双极直流输电系统，直流开关场内的大部分故障是由于单极设备的原因引起，只对单极的运行产生影响。但在直流开关场的中性线侧，有一段双极共用的中性母线，发生在该处的短路故障或开路故障，将直接影响双极的运行，甚至导致双极停运。

zhiliu huanliuzhan zhiliu lübo zhuangzhi

直流换流站直流滤波装置（DC harmonic filters in HVDC converter station） 安装在换流站直流侧，与平波电抗器配合用以抑制直流侧谐波电流的装置，简称直流滤波器。图为直流滤波器组现场。直流滤波器分无源直流滤波器和有源直流滤波器两种。无源直流滤波器与无源交流滤波器类似，通常跨接在换流站平波电抗器线路侧和直流中性母线之间，在所需抑制的谐波频率上或频带内呈现低阻抗，为谐波电流提供旁路通道，达到降低流入直流线路的谐波电流的目的。换流器所产生的谐波电压则主要降落在平波电抗器之上。有源直流滤波器是在无源滤波器靠近中性母线一侧串入受控的谐波发生器，以便向直流线路注入与线路上谐波电流幅值相等、相位相反的谐波电流，从而达到降低谐波水平的目的（见直流换流站有源直流滤波装置）。无源直流滤波器的型式与交流滤波器基本相同，以前通常采用谐振于低次特征谐波频率的单调谐滤波器、高通滤波器及其组合，最通用的是双调谐滤波器。

对直流滤波装置的主要要求是抑制直流线路上的谐波电压和电流，以满足减少对音频信道干扰的要求（见直流输电系统直流侧滤波）。平波电抗器与直流滤波装置配合，对直流侧的谐波才有明显的抑制效果。平波电抗器的电感值受价格、运输重量等因素的制约，也不宜过大。另外，中性母线冲击电容器的电容值对滤波效果也有显著的影响。在单靠平波电抗器不满足谐波抑制要求时，则需装设直流滤波装置。在背靠背直流输电系统中和采用直流电缆线路时，无须设置直流滤波装置。



直流滤波器组现场

直流滤波装置的设计，需要考虑调谐滤波器的失谐以及换流站和直流线路的各种实际运行方式，取实际运行中可能出现的最严重的情况作为设计条件。换流站直流侧滤波性能的要求，以等值到800Hz的等效干扰电流来表示。实际工程中采用的滤波标准：视通信语音干扰要求而定。对于无源直流滤波器，一般双极为400～600mA，单极为800～1000mA；对于有源直流滤波器，可达到双极200～250mA，单极400～500mA，最严格为150mA。

zhiliu huanliuzhan zhu jiexian

直流换流站主接线（main circuit of HVDC converter station） 直流换流站内一次设备之间以及本换流站与电力系统的电气连接方式，通常以单线图表示。一侧接入交流系统，另一侧与直流输电线路相连，是直流输电系统中实现交直流转换的物理载体。直流换流站主接线通常包括交流侧电气接线、换流单元接线和直流侧电气接线三部分。

交流侧电气接线 换流站交流侧的接线方式，主要包括交流母线接线方式和交流滤波器接入方式。交流母线接线方式是根据电力系统的规划要求，综合考虑换流站的建设规模、交流侧电压等级和可靠性指标等因素来确定，与常规交流变电站的母线接线方式选择原则相同。交流滤波器接入交流母线的连接方式是交流侧电气接线的一个重要组成部分。为了避免投切时引起交流母线的电压变化过大，也为了操作方便和运行安全，交流滤波器需分组。分组的方式有两种：①直接分成若干小组；②先分成若干大组，再将每大组分成若干小组。交流滤波器接入方式有：①滤波器小组通过一组断路器接交流母线；②滤波器小组直接接在换流变压器进线；③滤波器大组按选定的母线连接方式接入交流母线；④滤波器大组直接接在换流变压器进线。选择何种接线方式需视具体工程情况而定。

换流单元接线 直流换流阀与换流变压器的连接方式。换流阀由多个晶闸管级串联组成，每6个阀接成一个三相换流桥，每两个桥和两个或两组相差30°基波相角的三相换流变压器以及相应的网侧开关设备组成一个12脉动换流单元，也称基本换流单元。换流单元接线主要是确定每一个极究竟采用几个基本换流单元。每极采用两个基本换流单元比采用一个需更多的换流变压器及辅助设备。但是两个换流单元之一损坏时，极功率仅损失一半，如只采用一个基本换流单元，一旦损坏，则将损失整个极的功率。对同一电压等级，每极一组基本换流单元和每极两组基本换流单元相比，前者对换流阀的技术要求偏高。中国特高压（不小于800kV）直流输电工程采用每极两组换流单元串联方案。换流变压器的选择是换流单元接线的另一个主要问题。对于一组12脉动换流器所采用的换流变压器，有四种型式可供选择：①1台三相三绕组，备用1台；②2台三相双绕组，备用2

台；③3台单相三绕组，备用1台；④6台单相双绕组，备用2台。对于具体的工程，换流变压器的选型要根据技术经济比较和可行性研究的结果来确定。有时运输尺寸和重量会起决定性作用。

直流侧电气接线　直流一次设备的连接方式。换流站直流侧按极装设直流平波电抗器、直流谐波滤波器、直流电压测量装置、直流电流测量装置、各种开关设备和各种直流换流站避雷器等电气设备。直流工程的平波电抗器可集中串接在换流器高压侧出口和直流线路间，或分别串接在高、低压侧出口和直流线路间，用来抑制换流器直流侧的纹波电压，削弱由直流线路侵入换流站的过电压波的陡度和幅值，限制故障电流上升率，降低换相失败的几率。直流滤波器通常跨接在直流线路侧的极线和中性线间，与平波电抗器配合，抑制直流线路上的谐波电压和电流，减少对通信的干扰。直流电压和电流测量装置装设在线路侧极线和中性线及其他必要的位置，以满足计量、控制和保护系统的要求。换流站直流侧还装设各种开关设备（见直流换流站开关设备）供多种运行方式切换操作和设备检修之用。其中，通常在一端换流站的接地极引线出口处，装设金属回路转换断路器和金属回路转换开关，用于单极大地回线方式和金属回线方式的转换。两极的中性线上还有低压高速开关，用来清除站内接地故障。部分直流输电工程在换流站内中性点侧设置接地开关，与换流站的接地网相连，在双极平衡运行方式下，当接地极及引线故障或检修时，将站内接地网作为直流输电系统的临时接地极，以提高系统的可用率。直流侧各种避雷器的设置则是根据系统绝缘配合研究的结果确定。另外，如果具体工程的直流输电线路要求采用直流融冰方式（见直流融冰技术），则直流侧电气接线应适应这一要求。

zhiliu jiediji

直流接地极

（HVDC earthing electrode）　设置于高压直流换流站及与其有适当距离的区域内，为直流电流提供大地回路和钳制换流站中性母线电位的装置和设施。它一般由接地极线路、接地极导流系统及辅助设备、电极接地体三部分组成。当一个接地极被两个或多个换流站共用时，该接地极称之为共用接地极。接地电极要按实际运行时可能通过的直流电流设计，其埋设地点通常要求离换流站10～50km甚至更远，以避免换流站接地网受直流接地极入地电流的影响而发生电解腐蚀，同时极址与重要的交流变电站也要有足够的距离，一般应大于10km，防止因变压器发生直流偏磁而导致磁芯饱和，影响系统安全。

接地极线路　连接换流站中性点与接地极馈电电缆间的线路，可以采用较低绝缘的架空线或电缆。在接地极引线较长时，一般采用架空线比较经济。当接地极引线使用铁塔架设架空线路时，为了防止接地极直流电流沿接地极引线避雷线返回换流站，在距离接地极至少10km范围内的避雷线必须与铁塔绝缘。另外，由于极址附近地面电场强度较大，地电流很容易通过塔腿流过塔身，从而导致对基础和塔腿的电解腐蚀，为避免该现象的发生，在靠近接地极一定距离内，杆塔对地应绝缘。

接地极导流系统及辅助设备　导流系统由导流线、馈电电缆（包括引流电缆和配电电缆）、电缆跳线构架和辅助设施等组成。直流系统入地电流由接地引线末端引出的若干导流线分送到接地极址内若干合适地点，再由导流线末端连接的馈电电缆将电流导入电极接地体泄入大地。导流线可以根据实地情况采用架空线或者电缆。接地极辅助设备包括监测井、渗水井、注水系统、在线监测系统。

电极接地体　由若干馈电元件和活性填充材料构成。馈电元件的材料主要有铁、石墨、铁硅合金、铁氧体等，其作用是将电流导入大地。活性填充材料选择余地较小，一般都采用石油焦炭碎屑，其作用是保护馈电元件。世界上已投入运行的直流工程接地极的电极接地体主要可分为两类：①利用土壤中的电解质来完成电流流动的电极接地体，称陆地电极接地体，简称陆地电极。②利用海水中的电解质来完成电流流动的电极接地体，称海水电极接地体，它又分为置于海岸上的海岸电极和置于海底的海中电极两种类型。

不同类型的接地极由于其所处的极址条件不同，因而其特点和电极布置方式也是截然不同的。

使用寿命　影响接地极使用寿命的主要因素是馈电材料溶解——电腐蚀。众所周知，当直流电流通过电解液时，在电极上将产生氧化还原反应，电解液中的正离子移向阴极，在阴极和电子结合而进行还原反应；负离子移向阳极，在阳极给出电子而进行氧化反应。大地（如土壤、水等）相当于电解液，因此当直流电流通过大地返回时，在阳极产生氧化反应，即产生电腐蚀。根据法拉第电解作用定律，阳极电腐蚀量不但与材料有关，而且与电流和作用时间之乘积成正比。因此，电极设计寿命采用以阳极运行的电流与时间之乘积（A·h或A·a）来表示。

zhiliu kongzhi baohu shebei

直流控制保护设备

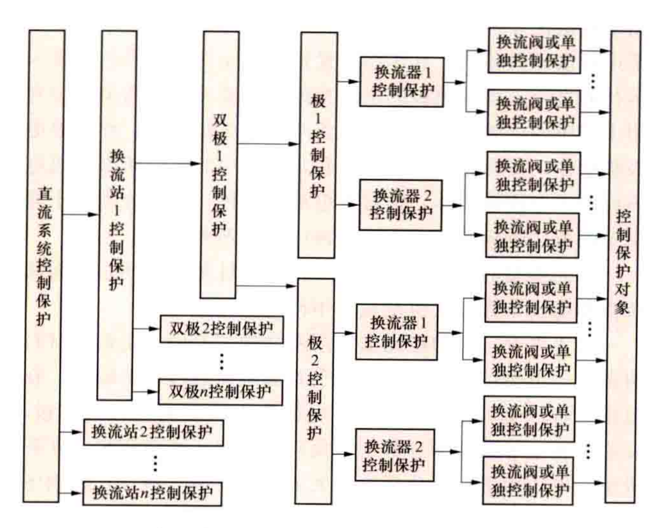
（HVDC control and protection equipment）　通过控制交、直流功率转换和直流功率输送，保护换流站所有电气设备以及直流输电线路免受电气故障的损害的电气装置。直流控制保护设备是直流输电系统指令中枢，主要完成基本的控制和保护功能：①直流输电起停控制；②直流输电功率的大小和方向控制（见直流输电功率控制）；③抑制换流器不正常运行及对所连交流系统干扰；④发生故障时，保护换流站设备；⑤对换流站、直流线路的各种运行参数，如电压及电流等以及控制系统本身的信息进行监视；⑥与交流变电站设备接口及与运行人员联系。

结构特点　直流输电控制保护设备具有多重化和分层结构的特点。

控制保护设备多重化　为了达到直流工程所要求的可用率及可靠性指标，直流输电控制保护设备全部采用多重化设计。通常采用双通道设计，即其中一个通道工作时，另一个通道处于热备用状态。当工作中的通道发生故障时，切换逻辑将其退出工作，处于热备用状态的通道则自动切换到工作状态。这种自动切换动作不应对直流输送功率产生明显的扰动。也有个别采用三通道设计，三取二表决输出方案。从另一方面看，通道数量的增加，势必增加设备元件数，导致元件故障率上升及其设备投资的增加，因而也不是通道越多越好。通常，双通道设计是一种较好的选择。

控制保护设备分层结构　将直流换流站和直流输电线路的全部控制功能按等级分为若干层次而形成的控制保护设备

结构。采用分层结构，可以提高运行的可靠性，使任一环节故障所造成的影响和危害程度控制到最小，同时还可以提高运行操作、维护的方便性和灵活性。现代直流输电控制保护设备一般设有六个层次等级，从高层次等级至低层次等级分别为：系统控制保护级、双极控制保护级、极控制保护级、换流器控制保护级、单独控制保护级和换流阀控制保护级。直流输电控制保护设备分层结构图如图所示。



直流输电控制保护设备分层结构图

控制保护装置基本组成 直流系统控制保护装置通常采用多套冗余配置，主要包括控制保护装置核心处理器、测量装置、数据传送装置、通信装置和电源系统等。

控制保护装置核心处理器 直流输电控制保护的计算系统，自晶体管及集成电路的出现使控制保护性能得到极大改善，从模拟式发展到数字式。处理器的计算速度越来越快，存储空间越来越大，并行运行的处理器越来越多。微处理器技术遍布直流系统各个设备的控制和保护，它包括极控、站控（交流场/直流场）、直流系统保护、换流变压器控制保护、交/直流滤波器控制保护、换流器冷却系统控制保护、站用电系统控制保护等。

测量装置 直流控制保护设备中的测量装置，是为了向控制保护设备提供必要的电气量或其他物理量输入信息，主要包括直流电压测量、直流电流测量、交流电压测量、交流电流测量和换流阀导通和关断点的测量等。

（1）直流电压测量。在换流站的直流开关场中，直流极母线和中性母线上都需要装设直流电压测量装置，用以测量直流极线电压及中性母线电压，向直流控制及保护系统提供信号。

（2）直流电流测量。在换流器高压侧及中性线侧出口（通常在穿墙套管中）、直流线路入口及接地极线路入口、直流滤波器高压端和中性端及接地的断路器都应装设直流电流测量装置，向直流控制保护设备输出直流电流信号。

（3）交流电压测量。在交流开关场中，除按常规装设的交流电压互感器外，在换流变压器进线侧还装有一只交流电压互感器，用以向换流器控制系统提供换相电压过零点信号，作为计算换流器触发角的计时参考点，向换流器提供触发同步信号。此同步信号一般取自换流变压器侧网侧交流电压。

（4）交流电流测量。在交流开关场中及各种滤波器回路中，需要装设各种不同规格的交流电流互感器，为换流站控制和保护提供信息。

（5）换流阀导通和关断点的测量。通常采用电磁型的微分电流互感器进行测量。这种微分电流互感器也可以用在直流线路故障定位系统中，以测量进入换流站的陡波前电压。

数据传送装置 在直流输电系统中，分布在换流站的各个控制保护设备之间需要相互传递有关信息，以保证直流系统的安全稳定运行。早期的信息传送采用专门的串行通道，在传送速度和冗余上有一定的限制，并且备品、备件易受制造厂的制约。采用通用的局域网技术，换流站分布控制的信息传送从专用电缆变成了局域网，很好地克服了上述缺点。

通信装置 在高压直流输电的两个换流站之间、各换流站与各自的调度所之间，都必须配备适当的通信设备，用以传递与直流线路运行相关的控制信息、保护动作信息、设备状态信息、运行参数测量信息、运行操作信息等。（见直流输电通信）

电源系统 控制保护设备通常由蓄电池直接供电，蓄电池通过站用交流电源浮充电运行。为了保证系统的可靠性，蓄电池及充电系统都应冗余配置。

发展趋势 自20世纪50年代第一个直流输电工程投运以来，因直流输电基于相同的换流技术，其基本控制策略并无颠覆性的变革。但因换流元件的进步和电力系统的要求导致控制保护策略、性能和手段（包括设备或装置的硬/软件信号传输性能）的完善和变化，其控制保护技术及设备的演变总处于相关技术的前沿并随之发展。后期发展趋势有：

（1）提高可靠性是直流控制保护设备的首要任务，加强自检覆盖率和准确率及多重化和分布式设计是采用的重要措施。

（2）克服换流技术易换相失败的弊病，避免多回直流落点相对集中时威胁极大的换相失败。

（3）发展远方控制或无人值守的控制保护和通信技术，可提高效率，增强统一调度和各直流工程间的协调配合，进一步加强系统稳定性。

（4）加强直流附加控制的研究和应用，灵活快速提高交流系统的稳定。

（5）随着新的换流元件、直流输电设计理念的发展，控制保护应随之改革。此外，直流输电一次设备的变革，如有源滤波器（见直流换流站交流滤波装置）、连续可调交流滤波器、户外阀、电容换相换流器技术，以及用换流技术实现非同步的交流电网潮流控制器等技术的应用，也将带来直流控制保护技术的进步和发展。

zhiliu kongzhi xitong dianci saorao

直流控制系统电磁骚扰

(electromagnetic disturbance from HVDC control system) 用于二次设备控制的直流系统中由于操作切换产生的电磁骚扰。主要有电源开关产生的电磁骚扰和负载开断产生的电磁骚扰两部分。

电源开关产生的电磁骚扰 以往广泛使用的蓄电池和线性稳压电源产生的电磁骚扰一般不严重。现在已大量使用电子开关电源，它除在电子设备中广泛使用外，在变电站的主直流电源中也开始应用，且其开关频率不断提高（例如300kHz）。这种电源效率高、体积小、重量轻，但会产生不

容忽视的传导骚扰和电磁感应骚扰，必须采取适当的抑制措施。图1所示为开关电源线路简图。

传导骚扰（见传导耦合）可能产生于一次侧或二次侧。在一次侧是由于开关电源的功率晶体管V的波形具有很高的电压变化率（du/dt 可达 3kV/μs），可能产生很强的电磁骚扰。

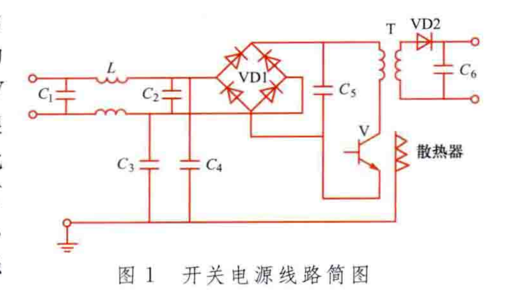


图1 开关电源线路简图

通过功率晶体管管壳与散热器之间的寄生电容耦合，将骚扰传至散热器接地线，再由接地线耦合至交流电源回路。对这种传导耦合需要采取适当抑制措施，如限制电压尖峰和电压增长率，在晶体管与散热器之间加屏蔽层并接地等。在二次侧，由于整流二极管VD2的反向恢复过程中将产生高频衰减振荡及尖峰脉冲，为此需要加强输出回路的滤波来降低干扰。

电磁感应骚扰（见感性耦合）是由于开关电源变压器的一次侧和二次侧都有一个电流变化率（di/dt）很高的回路。一次侧由变压器T一次绕组、晶体管开关V和滤波电容 C_5 等构成回路，二次侧由变压器T二次绕组、整流二极管VD2和二次滤波电容 C_6 等构成回路。这些回路包围的面积是电磁感应耦合的重要途径。因此要求开关电源的元件彼此紧密排列，正负载流导体保持平行靠近以降低耦合效果。

负载开断产生的电磁骚扰　负载侧常见的电磁骚扰产生于断开电感负载的情况，例如断开机电型继电器和操作线圈等。这时可能在直流回路中产生快速瞬变脉冲群，其特点是上升时间快、持续时间短、重复率高。快速瞬变脉冲群产生的机理可用图2说明。图2（a）中，电感线圈 L 的杂散电容为 C，在开关S断开时，如果开关断口未发生重燃，则储存于电感中的电磁能量 $LI^2/2$ 因对杂散电容充电而转化为 C 中的静电能量 $CU^2/2$，电容两端的电压 $U=I\sqrt{L/C}$，因杂散电容 C 值很小，U 可达数千伏。实际上由于开关触点的分离速度是有限的，而触点的电压变化率却很高，当电磁能量尚未全部转化为静电能量时，触点间隙的电压已超过其绝缘强度，于是间隙被击穿，发生电弧重燃，电容上的电压经触点间隙放电，瞬变振荡电压尚未达到峰值就要下降。当电弧熄灭，断口的绝缘恢复后，又重复上述充放电过程，再一次发生电弧重燃与熄灭。如此反复进行下去，直到断口足够大而瞬变电压不能使其再击穿时才告结束，其端电压曲线见图2（b）。每一次电弧熄灭与重燃都在直流系统中产生一个脉冲，脉冲电压幅值为几百伏至几千伏，单个脉冲的重复频率几千赫（kHz）至

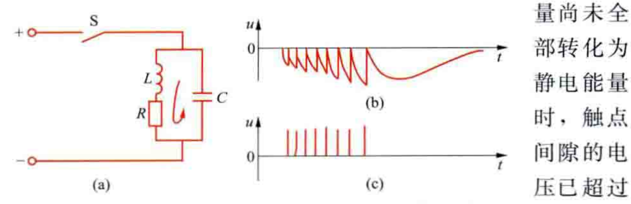


图2 直流负载断开时产生的快速瞬变骚扰
（a）负载接线示意；（b）断口中线圈端电压；
（c）直流母线瞬变电压

几兆赫（MHz），见图2（c）。为了抑制断开电感回路引起的电磁骚扰，可以在电感线圈上并联一些电阻、电容和二极管等元器件。

见变电站（换流站）电磁骚扰、变电站（换流站）电磁骚扰对保护与控制系统的耦合。

zhiliu pianci

直流偏磁　（DC bias）　当变压器绕组中含有直流电流分量时，在铁芯中产生的直流磁通分量与交流磁通分量相叠加产生的偏移零坐标轴的偏移量。直流偏磁将导致变压器损耗、温升及噪声增加，严重时可能引起绝缘损坏，需采取必要的措施进行抑制。

产生原因　变压器直流偏磁的产生有3种原因：①在交直流电网混合运行时，当直流系统采用单极大地回路方式运行时，直流电流直接通过接地极流入大地，并经由大地流入直接接地的变压器中性点，造成变压器直流偏磁。②换流器触发角不平衡、稳态运行时由并行的交流线路感应到直流线路上的基频电流、换流站交流母线上的正序2次谐波电压，以及单极大地回线方式运行时由于电流注入接地极而引起换流站地电位相对远方地电位升高，都将在运行中的换流变压器绕组中产生直流电流，从而发生直流偏磁现象。③太阳磁暴产生的频率约为0.01～0.1Hz的地磁感应电流，可作为准直流电流来处理。

直流偏磁对变压器性能的影响　中国110kV及以上变压器均采用直接接地的方式，受到直流偏磁影响最大。

变压器发生直流偏磁时，磁通密度呈现出明显的正负半波不对称。将导致与直流偏磁方向一致的半个周波的磁通密度大大增加，铁芯饱和甚至严重过饱和，励磁电流显著增大（最大可以达到无直流偏磁时的3倍以上），波形发生严重畸变，形成尖顶波。

变压器铁芯半波饱和后，铁芯磁导率大幅下降，大量漏磁通通过变压器油、油箱壁、铁芯拉板等结构件形成回路，导致这些结构件涡流损耗大量增加，引起结构件较大温升，进而加速变压器的绝缘老化，油中溶解气体含量增加，严重时引起绝缘损坏，影响变压器的正常工作。

直流偏磁引起变压器振动噪声增加分为由磁致伸缩率增加引起的铁芯振动噪声和由漏磁通增加引起的绕组和油箱壁振动噪声两部分。

变压器直流偏磁抑制措施　中国DL/T 437—2012《高压直流接地极技术导则》中规定，通过变压器绕组中的直流电流应不大于额定电流的0.7%。

换流变压器在设计中已经充分考虑了直流偏磁的影响，通常要求：①按照设计和制造能力，触发角的不平衡达到最大可能的程度。②换流站交流母线正序2次谐波电压等于工频电压的1%。③由于交、直流线路并列运行，交流线路将在直流线路上感应出工频电流，该电流将在换流变压器绕组中产生直流电流。④假定接地极电流注入每组（三相）换流变压器的电流。用于换流变压器设计的直流偏磁电流分量应为根据上述4种原因所计算出的直流电流总和的1.2倍，同时还应计算出相应的发热、损耗和噪声等影响。

交流系统电力变压器直流偏磁的抑制措施主要有中性点注入反向直流电流、中性点串联电阻、中性点串联电容、交

流输电线串联电容等方法。

参考书目

赵畹君．高压直流输电工程技术．2版．北京：中国电力出版社，2011.

zhiliu pingbo diankangqi

直流平波电抗器 （HVDC smoothing reactor） 在换流站主回路中与换流器直流侧串联的电抗器。主要起抑制换流器直流侧电流和电压脉动的作用。直流平波电抗器在直流输电系统中的作用还有：①当直流线路短路或逆变器发生换相失败故障时，抑制故障电流上升率并降低故障电流幅值，减少连续换相失败的几率；②降低直流侧的谐波分量，减少对邻近音频信道的干扰，改善电磁环境；③当直流电流很小时，减少直流电流间断的几率，从而减少由此产生过电压的几率；④抑制线路和换流站其他设备的电容通过换流器旁路的放电电流；⑤削弱由直流线路侵入换流站的过电压的陡度和幅值；⑥调整直流侧电路串联谐振频率，使之避开基波和二次谐波频率；⑦限制上部换流变压器阀侧套管或绕组对地短路时直流滤波器和线路电容向阀避雷器放电的上升速率，避免对应的阀换相时放电电流对阀造成损坏。平波电抗器的电感值，一般根据抑制直流脉动的要求和直流电流最小值（一般选为直流断续电流的2倍）的要求，经计算分析确定；在已建的直流工程中，平波电抗器的电感值一般为0.3～1.5H，背靠背直流输电工程可以不采用平波电抗器。

结构 直流平波电抗器按绝缘和冷却方式的不同，有油浸式和干式（见图）两种；按磁路结构不同有空芯式和铁芯式两种。空芯直流平波电抗器的电感值是线性的，而铁芯直流平波电抗器则有较大的非线性度，在小电流时电感值较大，可减少直流电流间断的可能性。为了避免直流套管在雨天由于不均匀湿闪而造成故障，一般油浸式铁芯电抗器的阀侧套管均伸进阀厅内。



干式平波电抗器

设置和接线 直流平波电抗器的设置和接线方式有多种：①一般将平波电抗器串接在一个极中，处于高电位；②T接法是将平波电抗器分为两半，中间接有直流滤波器，以增强抑制谐波的作用，两个电抗器都设置在高电位；③将电感分成两部分，分别串接在极线和换流器中性点部位的引出线上，分处于高、低电位；④在直流电缆线路的情况下，全部电感可设置在中性点部位。

试验 直流平波电抗器主要试验有：①线圈冷态直流电阻测量；②损耗测量，包括直流损耗、谐波损耗、铁芯损耗和平波电抗器冷却所需的功率之和；③电感值及其非线性测量；④绝缘介质试验，项目基本与换流变压器的相同。油浸式平波电抗器还要进行铁芯绝缘试验、绝缘介质损耗与电容测量、套管试验、辅助装置试验等。

对于常规±500kV高压直流输电工程，由于油浸式平波电抗器可节约穿墙套管、降低污闪概率、节约占地面积、较易设置声屏障、有较好的抗震能力，近年来中国多采用油浸式平波电抗器。对于特高压直流工程，还没有成熟的±800kV油浸式平波电抗器，且油浸式平波电抗器运输受到一定制约，而采用干式平波电抗器分置接线方式，能降低极线设备绝缘水平，降低制造难度、备用台数，节约投资，因此向家坝—上海±800kV直流输电工程、锦屏—苏南±800kV特高压直流工程以及宁东—山东±660kV直流输电工程换流站的平波电抗器均采用干式平波电抗器。（见直流平波电抗器试验）

zhiliu pingbo diankangqi shiyan

直流平波电抗器试验 （tests of HVDC smoothing reactor） 采用必要手段和设施，对直流平波电抗器的技术性能和制造质量进行的试验。平波电抗器按绝缘和冷却方式的不同分为油浸式和干式两种，中国国家标准GB/T 20836—2007《高压直流输电用油浸式平波电抗器》和GB/T 25092—2010《高压直流输电用干式空心平波电抗器》对两类平波电抗器的试验规定虽略有差异，但均分为例行试验、型式试验和特殊试验三种。

例行试验 对所有平波电抗器进行，但不必依次遵循下述试验项目顺序。油浸式平波电抗器例行试验应在试验过程的开始、中途和结束时分别抽取供分析用的油样，具体项目包括绕组直流电阻测量、增量电感测量、绝缘油试验、操作冲击试验、雷电全波冲击试验、外施直流电压耐受试验（含局部放电测量和声波探测测量）、极性反转试验（含局部放电测量）、外施交流电压耐受试验和局部放电测量、绝缘电阻测量、铁芯绝缘（如果有）及其相关绝缘的试验、绕组的绝缘介质损耗因数（tanδ）和电容量测量、油箱压力与真空试验、辅助回路绝缘试验。干式平波电抗器例行试验项目包括直流电阻与直流损耗测量、电感测量、交流等效电阻与谐波损耗测量、主要谐波频率下的电抗和品质因数测量、端对端雷电全波冲击试验、直流负载试验。

型式试验 除了例行试验外，对于同一型式的同一台产品还应增加型式试验项目，但不必依次遵循下述顺序。油浸式平波电抗器型式试验项目包括雷电截波冲击试验、温升试验。干式平波电抗器型式试验项目包括端对端雷电截波冲击试验、端对端中频振荡电容器放电试验、端对地雷电全波冲击试验、端对地操作冲击试验、端对地外施直流电压耐受试验、温升试验、无线电干扰电压（RIV）试验、高频阻抗与杂散电容测量、声级测定。

特殊试验 对于油浸式平波电抗器特殊试验，用户在签订合同前，应与制造单位共同协商、选择特殊试验项目中需做的试验项目及试验方法，但不必依次遵循下述顺序，具体项目包括负载电流试验、声级测定、冷却设备的声级测定、

振动测量、高频阻抗测量、损耗测量、冷却设备吸取功率测量。干式平波电抗器特殊试验项目包括暂态故障电流试验、抗震性能试验、热时间常数测量，其中暂态故障电流试验和抗震性能试验可能难以进行，根据用户与制造方协议，可以通过理论计算或计算结合某些可行的试验来验证。

zhiliu rongbing jishu

直流融冰技术 (DC deicing technology) 在覆冰季节，对覆冰输电线路导线或地线施加直流电流，利用电流加热效应消除线路覆冰。对交流输电线路需要采用直流融冰装置进行融冰，对高压/特高压直流输电线路可采用直流输电系统的融冰控制模式实现融冰或者抗冰。

直流融冰装置 为覆冰输电线路提供稳定、可调直流电流，对线路加热以使覆冰融化，分为不带专用换流变压器直流融冰装置和带专用换流变压器直流融冰装置两种。

不带专用换流变压器直流融冰装置 采用6脉动换流器，宜采用4%～8%串联电抗器与主变压器低压侧连接，直流不设置接地点，如图1所示。

带专用换流变压器直流融冰装置 可采用四种方式：①单6脉动型式，可采用一台Y/△换流变压器与交流系统连接，直流不设置接地点，如图2所示。②双6脉动桥串联12脉动型式，可采用二次绕组相位相差30°的两台双绕组或一台三绕组换流变压器与交流系统连接，直流设置接地点，如图3所示。③双6脉动桥并联6脉动型式，可采用2台Y/△换流变压器与交流系统连接，直流不设置接地点，如图4所示。④双6脉动桥并联12脉动型式，宜采用二次绕组相位相差30°的两台双绕组或一台三绕组换流变压器与交流系统连接，直流不设置接地点，如图5所示。根据需要，换流器和专用换流变压器间也可配置串联电抗器，但换流变压器阻抗电压应相应降低。

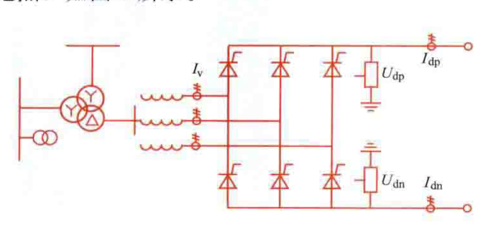


图1 不带专用换流变压器供电的融冰装置原理图

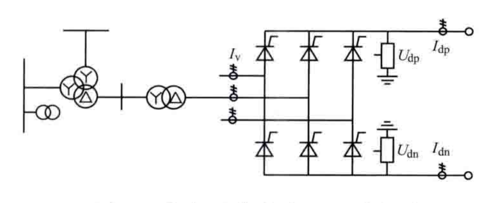


图2 带专用换流变压器供电的6脉动融冰装置原理图

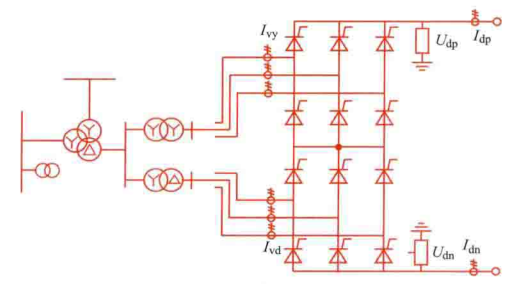


图3 采用专用换流变压器供电的串联12脉动融冰装置原理图

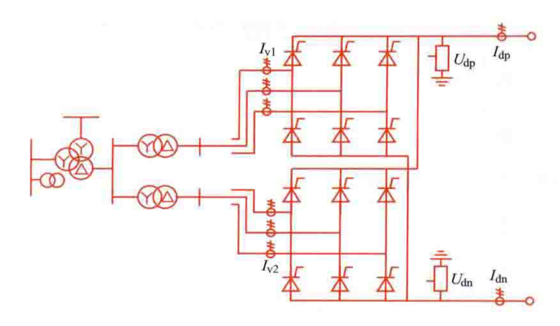


图4 采用专用换流变压器供电的双桥并联6脉动融冰装置原理图

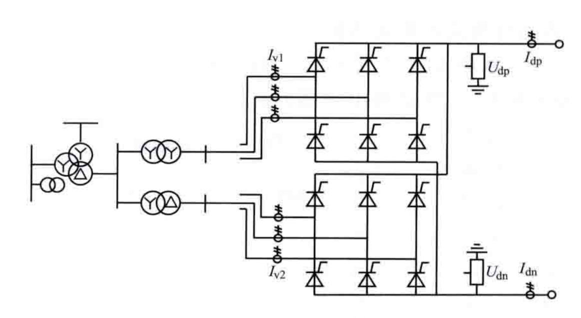


图5 采用专用换流变压器供电的并联12脉动融冰装置原理图

直流输电系统融冰控制模式 在覆冰季节，为使得直流线路中流过的电流增加，减缓和防止线路结冰，或使线路上的覆冰融化所采取的控制措施和策略。是否能够到达该目的，取决于直流电流是否能够到达直流线路的保线电流或者融冰电流。直流融冰控制的运行模式包括：过负荷运行、两极功率异向传输、单换流站两极背靠背运行、双12脉动阀组并联运行等。

过负荷运行 利用高压直流输电系统的长期或2h过载能力运行，包括双极和单极金属回线两种运行模式。这两种运行模式已经包含在常规直流输电系统的正常运行方式中，不需要对常规高压直流输电系统主回路和控制保护系统做任何改动。直流输电系统输送有功功率为直流输电长期和2h过载倍数。

两极功率异向传输 双端双极直流输电系统一个极正送功率，另一个极反送功率，即每站一个极整流运行，另外一个极逆变运行，如图6所示。其直流输电系统输送有功功率为线路电阻消耗功率。该方案不需要对常规直流输电系统主回路做任何改动，需要在控制保护功能中增加该运行模式相关功能。这种融冰模式应用于不需要向两端交流系统吸收和送入电能。

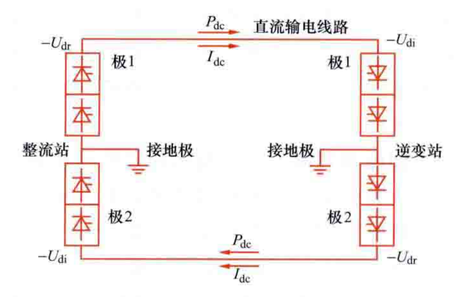


图6 直流输电系统两极功率异向传输

单换流站两极背靠背运行 直流输电线路一端与换流站断开，正负极线短接，另一端换流站一个极以整流模式运

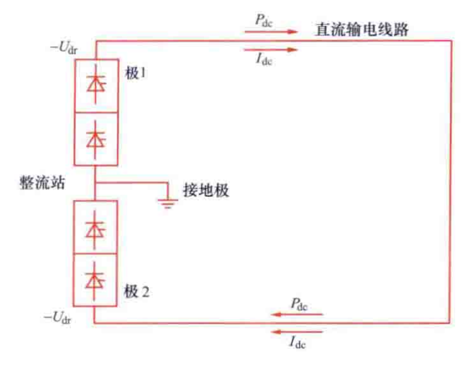


图7 单换流站两极背靠背运行

行，另外一个极以逆变模式运行，如图7所示。换流站消耗有功功率为线路电阻消耗功率。该方案需要对常规直流输电系统主回路做相应改进，并在控制保护系统中增加该运行模式的相关功能。

双12脉动阀组并联运行 对于特高压直流输电系统（单极采用双12脉动阀组串联）和同塔双回并且整流共站、逆变共站的高压直流输电系统，可以采用两个12脉动阀组并联运行方式进行直流线路的融冰，图8为特高压直流输电系统两个极中的两个12脉动阀组的一种并联运行模式。该方案需要在常规直流输电系统主回路中增加隔离开关，并在控制保护系统中增加该运行模式的相关功能。

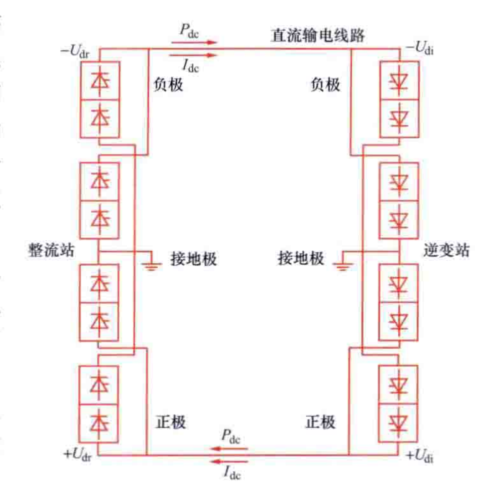


图8 特高压直流输电系统两个极中的两个12脉动阀组并联运行模式

zhiliu shudian

直流输电 (direct current transmission) 以高压直流方式实现电能传输的技术。直流输电与交流输电相互配合，发挥各自的特长，构成现代电力传输系统。直流输电系统（见高压直流输电系统）有两端（也称端对端）直流输电系统、多端直流输电系统、背靠背直流输电系统等类型。从技术实现方式来分包括传统直流输电技术和电压源型直流输电技术。

创始与发展 电力技术的发展是从直流电开始的，早期的直流输电是不需要经过换流，直接从直流电源送出，即发电、输电和用电均为直流电。如1882年在德国建成了2kV、1.5kW、57km向慕尼黑国际展览会送电的直流输电线路；1889年在法国用直流发电机串联而得到高电压，从毛梯埃斯（Moutiers）到里昂（Lyon）的125kV、20MW、230km的直流输电线路等。随着三相交流发电机、感应电动机和变压器的迅速发展，发电和用电领域很快被交流电所取代。同时变压器又可方便地改变交流电压，从而使交流输电和交流电网得到迅速发展，并很快占据了统治地位。但在输电领域，如远距离海底电缆或地下电缆输电，不同频率电网之间的联网或送电等，直流有交流所不能取代的特性。

在发电和用电均为交流电的情况下，要进行直流输电，必须解决换流问题，即在送端需将交流电变换为直流电（整流），由直流输电线路送到受端，然后再将直流电变换为交流电（逆变），送入受端交流电网使用。现在所说的直流输电是指这种需要进行换流的直流输电。因此，直流输电的发展与换流技术（特别是高电压、大功率换流设备）的发展有密切的关系。

汞弧阀换流时期 1901年发明的汞弧整流管只能用于整流。1928年具有栅极控制能力的汞弧阀研制成功，它不但可用于整流，同时也解决了逆变问题。因此，可以说大功率汞弧阀使直流输电成为现实。从1954年世界上第一个工业性直流输电工程（哥特兰岛直流输电工程，见图1）在瑞典投入运行以后，到1977年，最后一个采用汞弧阀换流的直流输电工程（纳尔逊河Ⅰ期工程）建成，世界上共有12项汞弧阀换流的直流工程投入运行，其中最大的输送容量为1440MW（美国太平洋联络线Ⅰ期工程），最高输电电压为±450kV（纳尔逊河Ⅰ期工程），最长输电距离为1362km（太平洋联络线）。这一时期可以称为汞弧阀换流时期。由于汞弧阀制造技术复杂、价格昂贵、逆弧故障率高、可靠性较差、运行维护不便等因素，使直流输电的应用和发展受到限制。



图1 瑞典哥特兰岛直流输电工程汞弧阀（姬大潜 提供）

晶闸管阀换流时期 20世纪70年代以后，电力电子和微电子技术的迅速发展，出现高电压大功率晶闸管，晶闸管换流阀和计算机控制在直流输电工程中的应用，有效地改善了直流输电的运行性能和可靠性，促进了直流输电技术的发展。晶闸管换流阀没有逆弧故障，而且制造、试验、运行、维护和检修都比汞弧阀简单而方便。1970年瑞典首先在哥特兰岛直流输电工程原有的汞弧阀换流器上，扩建了直流电压为50kV、输送功率为10MW的晶闸管换流阀试验工程。1972年世界上第一项全部采用晶闸管换流的伊尔河直流背靠背工程在加拿大投入运行。从此以后，世界上新建的直流输电工程均采用晶闸管换流阀。与此同时，原来采用汞弧阀换流的直流工程也逐步被晶闸管换流阀所替代。从20世纪70年代起，开始了直流输电技术的晶闸管阀换流时期。在此期间，微机控制和保护、光电控制、水冷技术、金属氧化物避雷器等新技术在直流输电工程中也得到了广泛应用。

以晶闸管换流阀为主的直流输电工程，最大额定电流达到4500A，最高直流电压达到±800kV，并且还在往更高电压、更大电流等级发展。

新型半导体换流设备的应用　进入20世纪90年代以后，新型金属氧化物半导体器件——绝缘栅双极型晶体管（IGBT）首先在工业驱动装置上得到广泛应用。1997年3月世界上第一个采用IGBT构成电压源换流器的直流输电工业性试验工程，在瑞典中部投入运行，其输送功率和电压为3MW和10kV，输送距离10km。由于这种换流器的功能强，体积小，可以减少换流站的滤波装置，省去换流变压器，简化换流站结构，而称之为电压源型换流器直流输电（见电压源型直流输电）。采用IGBT的电压源型直流输电换流器，具有关断电流的能力，可以应用脉宽调制（PWM）技术进行无源逆变，解决了用直流输电向无交流电源的负荷点送电的问题。在瑞典、澳大利亚和爱沙尼亚已有四项电压源型直流输电工程与制造厂签订了建造合同。但IGBT损耗大，不利于大型直流工程的采用。集成门极换相晶闸管（IGCT）和碳化硅等新型半导体器件的开发，将给直流输电技术的发展创造更好的条件。

构成与分类　直流输电系统的一次电路主要由整流站、直流线路和逆变站三部分组成。送端与受端交流系统与直流输电系统也有密切的关系，它们给整流器和逆变器提供实现换流的条件，同时送端电力系统作为直流输电的电源提供所传输的功率，而受端则相当于负荷，接受由直流输电送来的功率。两端的交流系统是实现直流输电必不可少的，通常在系统研究中用简化的等值系统来表示。直流输电的控制保护系统与交流输电不同，它是实现直流输电正常起动和停运、正常运行、运行参数的改变和自动调节以及故障处理和保护等必不可少的组成部分。此外，为了利用大地（或海水）为回路，大部分直流输电工程还有接地极和接地极引线。因此，直流输电系统由整流站、直流输电线路、逆变站、控制保护系统以及接地极及其引线五部分组成。

直流输电系统可分为两端（或端对端）直流输电系统和多端直流输电系统两大类。世界上已运行的直流系统大多数为两端直流输电系统。

（1）两端直流输电系统。只有一个整流站（送端）和一个逆变站（受端）的直流输电系统。它可分为单极直流输电系统、双极直流输电系统和背靠背直流输电系统三种类型。

（2）多端直流输电系统。与交流系统有三个或三个以上连接端口的直流输电系统。利用多端直流输电系统可以多电源供电或多落点受电，还可联系多个交流电网，也可将交流电网分成多个独立运行的孤立电网。

特点与应用　直流输电的主要特点与其两端需要换流和输电部分为直流电这两个基本点有关。直流输电的应用范围取决于直流输电技术的发展水平和电力工业发展的需要。

直流输电特点　①直流架空线路结构简单（只需两根导线），造价低、损耗小。和交流输电相比，输送同样的容量，直流架空线路可节省约1/3的钢芯铝线，其线路造价比交流线路低，并且在此条件下，直流的线路损耗也比交流低。②电缆耐受直流电压的能力比交流电压约高3倍以上。直流电缆输送容量大，造价低，不易老化，寿命长。在直流电压作用下，电缆无电容电流，可实现远距离电缆送电。③直流输电本身无交流输电的稳定问题。对于远距离大容量输电，输送功率不受稳定极限的限制，具有良好的技术经济性能。④采用直流输电可实现电网间的非同步互联，不增加被联电网的短路容量，被联电网可不同频率或非同步独立运行，增强各电网的独立性和可靠性，运行管理也方便。⑤利用直流输电的快速控制，可改善交流系统的运行性能。根据交流系统的需要，可快速改变直流输送的有功和换流器消耗的无功，对交流系统的有功和无功平衡起快速调节作用，从而提高其频率和电压的稳定性，提高电能质量和电网运行的可靠性。⑥直流输电采用大地为回路，直流电流向电阻率很低的大地深层流去，可很好地利用大地这个良导体。利用大地或海水为回路可提高直流输电系统的运行可靠性和经济性。⑦直流换流站比交流变电站增加了换流装置及相关的配套设备。所采用的晶闸管换流阀，结构复杂，价格贵，且不具备自然关断电流的能力，使换流器的性能受到限制。同时，换流器对交流侧为谐波电流源，对直流侧为谐波电压源，在换流的过程中换流器还需要大量的无功功率（约为输送容量的40%～60%）。因此，换流站必须配备相应的交、直流滤波器和无功补偿设备。此外，直流电的灭弧问题，给直流断路器的制造带来困难，也使得多端直流输电的发展缓慢。综上所述，直流换流站比交流变电站结构复杂，造价高，损耗大，运行可靠性也相应较低，直流输电换流技术还需要进一步的开发和完善。

直流输电应用　直流输电的应用场合可分为两大类型：①采用交流输电在技术上有困难或不可能，只有采用直流输电的场合，如不同频率电网之间的联网或向不同频率的电网送电；因稳定问题采用交流输电不能联网时；长距离电缆送电采用交流电缆因电容电流太大而无法实现时等。②在技术上采用交流输电或直流输电均能实现，但采用直流输电的技术经济性能比交流输电好。对于后者采用直流或交流一般是通过对工程的技术经济论证结果来决定。

直流输电的应用范围主要有：

（1）远距离大容量输电。直流输电线路的造价和运行费用均比交流输电线路低，换流站造价和运行费用均比交流变电站高。因此，对同样的输送容量，输送距离越远，直流比交流的经济性能越好。一般定义为当直流线路和换流站的造价与交流线路和变电站的造价相等时的输电距离为等价距离。也就是说对于一定的输送功率，当输电距离大于等价距离时，采用直流比较经济。世界上已运行的直流工程约有1/3为这种类型。

（2）电力系统联网。用传统的交流输电方式联网，将形成同步运行的大电网，可取得联网效益，但也带来一些大电网存在的问题，如稳定问题、故障后可能引起的大面积停电、短路容量增大等。采用直流方式联网，可以取得同样的联网效益，并且可避免大电网带来的问题，同时还可以改善原交流电网的运行性能。主要有：①直流联网为非同期联网，与采用交流的同期联网有本质的不同。被联电网可以不同频率或频率相同但非同步独立运行。②被联电网间交换的功率，可方便快速地进行控制，而不受两网运行条件的影响，便于经营管理。③不增加被联电网的短路容量，不需考虑联网后因短路容量的增加，断路器因遮断容量不够而需要更换以及电缆需要采取限流措施等问题。④利用直流的快速控制改善交流系统的运行性能，减少故障时两网之间的相互影响，提高大电网的运行可靠性。采用直流输电联网有两种类型：①背靠背直流联网。其特点是无直流输电线路，整流

和逆变在一个背靠背换流站内。因无直流输电线路，可以选择较低的直流侧电压，较小的平波电抗值，一般可省去直流滤波器，从而可降低换流站的造价，并且还可快速方便地调节换流站的无功功率，改善被联电网的电压稳定性。世界上的背靠背直流工程约占全部直流工程的1/3。②远距离送电同时兼作联网。中国的葛洲坝—上海和三峡—常州±500kV直流输电工程（见图2）均属此种类型。（见输电网互联）



图2　三峡—常州±500kV直流输电工程

（3）远距离海底电缆送电。由于远距离、大容量电缆送电采用直流比交流有明显的优势，跨越海峡或向沿海岛屿的直流海底电缆工程也越来越多。这种类型的工程约占全部直流工程的1/4。

（4）大城市地下电缆送电。大城市用电密度高，人口稠密，选择高压架空线路走廊比较困难，采用高压直流地下电缆将电力送到大城市负荷中心，具有较好的技术经济性，是值得考虑的选择方式。

（5）电压源型直流输电。采用绝缘栅双极型晶体管（IGBT）电压源型直流输电换流器的电压源型直流输电，在向孤立的远方负荷区送电、小型水电或风力发电与主干电网的连接以及小容量远距离的配电线路等场合有较强的发展潜力。

发展前景　随着电力需求的不断增长和输变电技术的发展，直流输电受到广泛的重视并得到不断地发展。同时，电力电子、微电子、计算机控制、绝缘新材料、光纤、超导、仿真技术以及电力系统运行、控制和规划等的技术进步，也促进了直流输电技术进一步应用。

直流输电换流技术的发展基于电力电子和微电子技术的发展。随着新型大功率半导体器件的发展，直流输电换流技术将会进一步地发展。这必将改进直流输电工程的运行性能，降低换流站的造价，提高其运行可靠性，扩展其应用范围。直流输电将会在远距离大容量输电、电缆输电和电力系统联网等方面，得到更大的发展。多种新能源发电如磁流体发电、太阳能发电、燃料电池和热核聚变直接发电时，所产生的电能均为直流电，需要进行逆变才能送入交流系统中使用。电力系统的储能环节如抽水蓄能、压气蓄能、蓄电池蓄能、制氢蓄能、超导线圈蓄能等，往往需要整流或逆变技术配合。

中国于20世纪60年代初开始直流输电的研究。1987年建成中国自主设计、全部采用国产设备的舟山直流输电工程（单极，100kV，50MW，54km）。1990年建成中国第一项远距离、大容量且具有联网性质的葛洲坝—上海直流输电工程（±500kV，1200MW，1045km），2000年，西电东送重点工程天生桥—广州±500kV直流输电工程（1800MW，960km）顺利投入运行。随后，西电东送工程全面铺开，中国建设了三峡—常州、三峡—上海、三峡—广东、贵州—广东第一回、贵州—广东第二回、德阳—宝鸡、荆门—沪西、呼伦贝尔—辽宁等±500kV直流输电工程（见图3），输送功率3000MW，输电距离约900～1100km。

贵州—广东第二回±500kV直流输电工程是中国第一个大容量、远距离直流输电工程，首次在中国实现了高压直流输电成套设计自主化，并应用于工程实施中。

高压直流背靠背工程主要包括西北—华中联网灵宝背靠背工程、东北—华北联网高岭背靠背工程、中国—俄罗斯联网黑河背靠背工程。2005年，中国第一个自主设计、自主建设的灵宝背靠背直流联网工程投入运行，并于2008年扩建。



图3　呼伦贝尔—辽宁±500kV直流输电工程

2006年，中国开始实施特高压直流输电示范工程。2006年，云南—广东±800kV直流输电工程开工，双极输送功率5000MW，2010年6月18日双极正式投入运行。同年向家坝—上海±800kV直流输电工程也随后投入运行。自此，中国在特高压直流输电技术集成领域达到世界领先水平。

中国还建设了宁东—山东±660kV直流输电工程，于2011年2月双极投入运行。2010年开始，中国又陆续开工建设了糯扎渡—广东±800kV特高压直流输电工程、溪洛渡—广东±500kV同塔双回高压直流输电工程、锦屏—苏南±800kV特高压直流输电工程、哈密南—郑州±800kV特高压直流输电工程。直流输电在中国西电东送、全国联网以及和周边国家的联网送电中将得到更大的发展。

zhiliu shudian chaoliu fanzhuan kongzhi

直流输电潮流反转控制　（power reversal control of HVDC transmission）　利用直流输电系统的快速可控性，将直流功率传输方向在运行中自动反转的一种控制功能，属极控制层次（见直流输电控制系统分层结构）。由于换流器导电的单向性，直流电流不能反向，只能靠改变直流电压的极性以实现直流功率的反向输送。潮流反转后，原来的整流器变成了逆变器，原来的逆变器变成了整流器，因此要求两换流站的控制保护系统能满足整流和逆变两种运行方

式的需要，从而增加了控制保护系统设计的复杂程度。

反转过程　直流功率反转过程是在整流站和逆变站的直流控制系统的协同作用下，按预定的顺序自动进行的。通常，直流控制系统接到潮流反转命令后，先由整流站的直流电流调节器将直流电流按预先整定的速率降至最小容许值（通常为额定电流的10%）；然后，由逆变站的直流电压调节器把直流线路电压按预先整定的速率降至零，与此同时，为保持直流电流恒定，整流侧的直流电压也相应降低（略高于逆变侧），此时由功率方向控制回路将两换流站控制回路中的功率传送方向标志反转，从而使两换流站控制系统中的调节器配置相应切换。于是，原来的整流站变成了现在的逆变站，原来的逆变站变成了现在的整流站。在此之后，先由现在的逆变站的直流电压调节器把直流线路电压按预先整定的速率升至反向后的预定值，最后由现在的整流站的直流电流调节器将直流电流按预先整定的速率升至反转后的预定值，从而完成了整个潮流反转过程。

反转速度　直流输电系统潮流反转过程可以在控制系统的作用下迅速完成（约几百毫秒）。然而，实际直流输电工程潮流反转速度并不是由控制系统能达到的速度决定的，而是取决于两端交流系统对直流功率变化速度的要求以及直流输电系统主回路的限制。通常，要求完成反转过程的时间在几秒钟以上。特别是对于电缆线路，太快的电压极性反转会损害其绝缘性能，因而潮流反转速度不能过快。

按照工程设计，潮流反转命令既可以由两端换流站运行人员确认后手动起动，也可以通过交直流系统中某些安全自动装置自动发出，作为紧急功率支援的一种策略，此时要求反转速度快，且不需降低直流电流值。功率传送方向控制回路的设计，应当避免在运行中出现意外的功率传送方向变化。如果直流系统选择了双极功率控制方式，且两极正在运行之中，则应防止某一极的功率方向单独改变，以免造成直流功率在两极之间环流。

zhiliu shudian fangzhen xitong

直流输电仿真系统　(HVDC simulation system)

在研究直流输电时，按照被研究对象原型以一定规律的比例缩小进行物理模拟或采用计算机进行数字模拟，从而建立起来的模型系统。它可以用来按比例相似地重演或数字仿真在原型中所发生的过程或实现设想的过程，以便于进行高压直流输电系统的性能试验和研究，也可以将直流控制保护装置直接连接到仿真系统中进行实时闭环试验。

按仿真所采用的模型及原型相应变量量纲的不同，可分为物理仿真系统和数字仿真系统两类。有时，在一个仿真系统中也可以用不同性质的元件模型组合在一起，通常采用基于微处理器或数字信号处理（digital signal processing，DSP）芯片等数字仿真技术模拟电机等旋转元件，而直流换流阀、输电线路等难以得到其数字仿真模型或易于采用物理模型的元件仍采用基于相似理论的物理模型进行模拟，从而构成物理仿真和数字仿真相结合的数模混合仿真系统。

直流输电物理仿真系统　物理仿真系统是最早采用的直流输电仿真系统。随着高压直流输电应用日益广泛，世界上各直流输电设备制造厂家和电力公司纷纷建立了直流输电物理仿真系统，以开发和设计直流输电设备，进行直流输电工程设备的验收调试，研究直流输电工程的运行性能以及培训技术人员。1986年，为了配合中国葛上直流工程的系统调试和工程投运后的事故调查与分析及运行人员的培训，中国电力科学研究院引进了早期的数模混合式高压直流模拟仿真设备，其额定电压100V，可模拟两个双极直流输电系统，包括完整的直流模拟设备及其控制保护系统，以及5台发电机、2个无穷大电源和60个线路Π模型。

直流输电物理仿真系统基于相似理论，将直流输电系统实际元件，用参数成倍数缩小的真实物理元件模拟。物理仿真即人们常说的动模试验。一套完整的直流输电物理仿真系统，包括直流输电系统的全部主要元件模型，如电源模型、换流器模型、换流变压器模型、交/直流线路模型、交/直流滤波器模型、开关设备模型、避雷器模型、控制及保护系统模型等。此外，一般还有程序控制器、负阻补偿器、测量系统、数据收集与分析系统等辅助设备。

直流输电数字仿真系统　与物理模拟相比，数字模拟具有占地面积小、建设周期短、可扩展性好、重复试验方便等优点，是直流输电仿真系统的主要发展方向。普遍采用基于并行计算的实时数字（real-time digital simulator，RTDS）仿真器构建直流输电实时数字仿真系统。（见直流输电系统数字仿真）

直流输电实时数字仿真系统一般由实时数字仿真器、实际直流控制保护装置、仿真接口和外围设备等几个部分组成。

（1）实时数字仿真器用于数字模拟直流输电系统中交流电源、换流变压器、直流线路、交/直流滤波器、交/直流场设备等一次部分，并向实际直流控制保护装置提供其所需的交直流电气测量量，同时也用于故障逻辑的设置等。

（2）实际直流控制保护装置用于根据实时数字仿真器和外围设备提供的电气测量量和操作信息，对直流输电系统进行控制和调节。基于便利性和经济性的考虑，直流输电仿真系统中，实际直流控制保护装置一般采用非冗余的简化结构。

（3）仿真接口一般包括模拟量接口和数字量接口，以实现实时数字仿真器与实际直流控制保护装置的连接。通过仿真接口的数据交换，实时数字仿真器与实际直流控制保护装置连接而成实时闭环的直流输电仿真系统。

（4）外围设备一般包括人机界面（hardware monitor interface，HMI）、维护工作站等。HMI用于直流输电系统的显示和操作，维护工作站用于控制保护软件的参数设置和维护。

zhiliu shudian gongcheng edingzhi

直流输电工程额定值　(ratings of HVDC transmission project)

高压直流输电系统各种运行方式下的输送能力，以电压额定值、电流额定值和功率额定值表示。主要包括连续运行额定值、过负荷额定值、降压运行额定值和反向输送额定值。

连续运行额定值　在规定的系统条件和环境条件范围内，不投备用冷却设备时直流输电工程可以连续运行的功率、电压和电流，是决定工程设备参数和投资的最基本的参数。这种额定值一般以整流站直流线路出口为测点，此时直

流系统应满足所规定的一切性能要求。

为了选择合理的无功补偿方案，设计合理的换流变压器调压分接头范围，选择适当的平波电抗器电感值，对于直流输电的最小连续输送功率应作出规定，通常选择为额定功率的10%。

过负荷额定值 在不影响设备安全，不显著加速设备老化过程的条件下，直流系统所具备的超过连续运行额定值运行的能力。直流工程的主设备电气参数和额定值一般按连续运行额定值设计，在设计中所考虑的最严重条件下，只能按连续额定值运行，但由于环境温度低于最高设计温度、投入备用冷却设备、设备设计本身的裕度、允许设备运行应力短期超过连续运行水平等因素，直流系统具有一定的过负荷能力。直流系统过负荷额定值分为连续过负荷额定值、短期过负荷额定值和暂态过负荷额定值三种。

连续过负荷额定值 直流输电系统超过额定值的连续输送能力。连续过负荷额定值主要在双极直流工程一极长期停运或电网的负荷或电源出现超出计划水平的情况下采用。由于需连续运行，设备应力（如变压器绕组热点温度、晶闸管结温等）一般不允许超过正常连续运行时的额定值，连续运行过负荷能力多受换流变压器限制，一般是由于备用冷却设备（如变压器的备用油泵和风扇、阀的冷却塔等）的投入和/或环境温度低于最高设计温度。在最高环境温度下投入备用冷却设备时的连续过负荷功率额定值约为额定功率的1.05～1.1倍。随着环境温度的降低，还将有显著提高。但由于受无功补偿、交直流侧滤波、甩负荷工频过电压等因素的限制，一般将连续过负荷功率额定值限制在额定功率的1.2～1.3倍以下。根据应用情况的不同，可以允许在连续过负荷运行时直流系统的某些性能略为降低。

短期过负荷额定值 直流系统在一定时段内过负荷运行的能力。大多数的设备故障和系统要求只需直流系统在一定时段内提高输送水平，在此时段内设备可能修复，或者系统调度可以采取措施。这一时段不能太短，否则不能满足系统要求，也不能太长，否则设备应力过大，习惯上采用2h来定义短期过负荷额定值。由于油浸设备的热时间常数达数小时，而晶闸管及其散热器的热时间常数只有数秒，因此晶闸管冷却系统的设计需考虑短期过负荷运行。而一般允许油浸设备适当提高热应力，以获得过负荷能力，通常短期过负荷额定值取额定功率的1.1倍。

暂态过负荷额定值 直流输电系统在数秒内过负荷运行的能力。在系统发生大扰动的情况下，可能需要直流系统采用快速提高输送功率和大信号功率调制等附加控制手段来提高系统的稳定性。根据系统的固有振荡频率，暂态过负荷的时间一般为3～10s。在数秒时段内提高输送水平，晶闸管阀是唯一的限制条件，对于常规的设计，5s可达到1.3倍。如果提高冷却系统容量，达到更高的水平也是可能的，且费用增加不显著。

降压运行额定值 直流输电系统降低直流电压运行状态下的输送能力，分为降压运行幅值及对应的连续、短期和暂态运行电流幅值。由于降低直流电压将增大换流器的触发角，恶化换流站主要设备的运行条件，因而电压幅值越低，则要求设备的承受能力越强。降压水平一般为70%～80%额定直流电压，即降低20%～30%，其中10%～20%由换流变压器有载调压开关来承担，另外的10%～20%则依靠增大换流器触发角。由于损耗的增加，冷却器负担加重，在降低直流电压的同时可能需要同时降低直流电流，最大需降低20%～30%。

反向输送额定值 直流输电系统反向输送的能力，同样包括连续运行额定值、过负荷额定值和降压运行额定值。对于背靠背直流工程和以联网为目的的直流工程，一般两侧换流站采用对称的设计，两个方向的输送能力相同，具有同样的额定值。对于以送电为主的长距离直流输电工程，反向输送的要求不高，没有必要按与正向相同的水平设计，因而正反两个方向的额定值不同。反向额定值主要受正送时的逆变站主设备和正送时整流站无功补偿设备的限制，只考虑前者的限制一般输送能力可达正向输送能力的90%以上；如果还考虑第二个因素，则一般为额定功率的50%～80%。

zhiliu shudian gongcheng xianchang shiyan

直流输电工程现场试验

(site tests of HVDC transmission project) 在直流输电工程全部设备安装（包括两端换流站和直流输电线路）完成后，在现场对直流输电系统各个设备和整体的各种工作状态进行的试验。用以验证工程是否全面满足工程的规范书和合同的要求，并确定能否验收和投入正式运行。整个试验分为设备试验、分系统试验、站系统试验、端对端系统试验和验收试验（包括试运行）五个阶段。设备试验、分系统试验、站系统试验参见直流换流站现场试验。

端对端系统试验 两端换流站分别接到各端的交流系统，构成包括直流线路在内的整个直流输电系统的试验。在两端换流站的站内系统试验全部完成后，才能够进行端对端系统试验。

对于双极直流输电系统，通常两极先分别接成单极—大地（海水）回路方式进行试验。两个单极试验通过后，再进行双极输电试验。试验项目分为稳态运行性能试验、扰动试验和故障试验三类。

稳态运行性能试验 主要项目有：①直流最小电流运行的稳态性能试验。②从最小电流到额定电流各种稳态运行方式的性能试验，包括额定电压额定电流运行、降低直流电压运行、换流器大触发角运行、单极大地回路运行、单极金属回路运行、由逆变器控制电流和功率运行以及其他规定的运行方式。③过负荷运行试验，检验直流系统的过负荷能力，过负荷倍数按工程规范书规定。稳态运行试验过程中同时检验测量系统的精度，需检测和记录的内容包括：直流电压、电流和功率；各换流器触发角、换相角、关断角和功率因数；换流站交流电压和无功功率；双极功率控制时地中不平衡电流。另外，各种稳态运行方式（尤其是在单极和双极额定直流功率运行方式）下，还需检测和记录：两端接地极电阻、地中电流分布、跨步电压、感应电压以及长期单极运行时接地极的温度；交流侧和直流侧的谐波电压和电流；各设备温升；换流站和直流线路对附近地区的电磁环境影响、可听噪声等。

扰动试验 检测系统受到操作等扰动时的特性。主要试验项目有：①系统起动及停运过程的特性。②各控制指令阶跃变化的动态响应，包括直流电流定值、逆变器关断角或直

流电压定值及直流功率定值等阶跃变化。③控制和运行方式的转换，包括正常直流电压与降压方式的转换，单极大地回线与金属回线的转换，换流站各种控制方式的转换。④各种设备的转换操作，包括极的投入和退出，换流变压器操作，交、直流滤波器的操作，并联电容器和并联电抗器的操作，站用电系统的转换和故障，远动通信系统的转换和故障等。⑤双极直流输电系统的一个极运行、另一个极直流线路空载加压试验。⑥换流站因交流线路跳闸而失去电源的试验。⑦逆变器丢失触发脉冲导致换相失败试验。⑧直流功率调制特性、功率跃升、功率跃降以及功率限制等辅助功能试验等。

故障试验　通过人为制造的故障进行试验，检验控制系统的响应特性、各种故障控制对策的功能、保护系统工作的正确性，以及交、直流系统在大扰动时的动态性能和相互影响特性；调整继电保护的整定值，检查其动作特性以及谐波对继电保护的影响等。故障试验项目包括：①整流器一个换流阀丢失 1 个触发脉冲或连续丢失多个触发脉冲的故障。②逆变器丢失 1 个触发脉冲或连续丢失多个触发脉冲导致换相失败的故障。③直流线路单极瞬时性接地短路故障。④两端交流系统瞬时性接地短路故障。⑤接地极引线接地故障等。如果出于系统运行安全的考虑，某些故障试验不能安排时，应采用替代的方法对相应的性能进行验证。

验收试验　实际上，工程验收从预备性试验开始就已陆续进行，特别是端对端试验的大量试验项目同时也属于验收试验。因此，当这些项目的试验数据和结论等资料齐全时，即可作为验收试验处理，不必重复试验。在系统试验中未包括的验收试验项目，可以再单独进行试验。

试运行在验收试验通过后进行，直流输电的全部设备均应投入运行。试运行时间一般为 15～30 天。在此期间换流设备的可用率应不低于规定值。要求试运行期间整个系统应不间断、稳定、正常地运行。

zhiliu shudian gonglü kongzhi

直流输电功率控制

(power control of HVDC transmission system)　直流输电控制系统中将直流系统传输的功率保持在给定值的控制环节。包括单极功率控制和双极功率控制两种，属极控制层（见直流输电控制系统分层结构）。一个整流站内有多回直流时，采用的多回直流功率协调控制也是一种直流输电功率控制的特殊方式。直流输电系统的传输功率值是指整流站极线出口的直流功率值，由阀组两端测量电压差和极线电流相乘获得。通常，对直流输电输送功率的控制是通过改变直流电流调节器的电流整定值实现的。对于一个双极直流输电系统，双极功率控制是将双极功率定值除以两极直流电压之和，便得到了各极的直流电流调节器的电流定值；单极功率控制是将单极功率定值除以本极直流电压，便得到了本极的直流电流调节器的电流定值。这种控制方式可以充分发挥直流电流调节回路的快速响应特性。另外，为了防止在暂态过程中，电流定值因直流电压可能产生的剧烈变化而大幅度波动，需要对直流电压信号进行滤波处理。

直流功率定值及功率从一个定值向另一个定值的变化率由运行人员给定。另外，也可将其他功率调制信号叠加在功率定值上，以实现需要的功率调制功能。

功率控制通常具有两种运行控制方式：①手动控制。双极功率定值及功率升降速率，运行人员手动输入。②自动控制。双极功率定值按预先编排好的直流传输功率日负荷曲线自动变化。在手动控制和自动控制之间切换时，不应引起直流功率的突然变化。切换后，直流功率应当从切换时刻的实际功率值平滑地变化到所进入的控制方式下的功率定值，功率变化速率则取决于所整定的数值。对于双极直流输电系统，其功率控制通常应满足的要求包括：①保证在正常情况下，流过每一直流极线的电流基本相等，尽量减小接地极电流。②如果直流系统某一极的输电能力下降，导致实际的直流传输功率减小，功率控制应当增大另一极的电流，自动而快速地把双极直流传输功率恢复到尽可能接近双极功率定值的水平。③当一极闭锁或清除直流线路故障时，功率控制应将故障极损失的功率尽可能转移到健全极。控制系统在暂态期间以及检测到功率控制器（或通信系统）发生故障时，应能自动地从定功率控制方式平稳地切换到另一种控制方式，例如定电流控制方式。当扰动过后切换回功率控制时，也应当是平稳的。④当一极按电流控制方式运行时，另一极应能照样进行双极功率控制。此时按功率控制方式运行的极所传输的功率，应等于整定的双极功率减去另一极所输送的功率。

zhiliu shudian huilu xiezhen

直流输电回路谐振

(DC transmission loop resonance)　在直流滤波器、直流线路、平波电抗器等直流侧主回路设备上形成的低阻尼振荡。在直流平波电抗器桥侧，给直流线路施加交流或阶跃电压，或者直流线路发生短路时，直流主回路都会产生一个或多个频率的振荡。施加交流电压会引起直流回路固有频率和外加工频的振荡，如果固有频率接近于外加频率，则容易发生幅值较大的谐振。

产生原因　发生交流电压加到直流回路上的情况有：①在没有旁通阀或旁通阀未开通情况下，换流器因故全部闭锁（即停送触发脉冲）时，交流系统将通过开始闭锁时仍然导通的两个阀继续施加于直流回路上；②换流器发生持续故障（换相失败，不导通或误导通）；③直流输电线路与同走廊的不换位交流线路耦合较强时，由于直流系统基频阻抗较小，会在直流输电线路上产生较大的工频感应电流；④当交流系统发生短路时，交流系统故障在直流侧产生二次谐波，从而导致直流侧流过很大的谐波电流。可能有阶跃或接近阶跃的电压扰动加到直流回路上的情况有：①整流器起动；②一个桥被旁通或撤去旁通；③交流短路引起电压下降后恢复；④直流线路在短路后重新起动。

分析方法　直流输电回路谐振的分析方法包括理论方法和可用于工程实践的仿真方法，如理论推导和频率扫描分析等。理论推导从原理上推导直流侧的串联谐振频率；频率扫描分析则是利用可进行谐波分析的电磁暂态仿真程序，在系统稳定的条件下，通过动态的频率扫描，获得各种运行工况下直流侧的频率-阻抗特性。以上两种方法可互为补充，相互验证。

危害　直流输电回路谐振时，会在平波电抗器等设备上产生较大压降，从而导致直流侧出现谐振过电压，对直流系

统造成很大影响。主要包括：①增加电气设备的热应力，特别是增加换流变压器磁化电流的直流分量，使铁芯饱和，引起过热；②引起保护动作；③对通信产生干扰；④引起直流系统过电压和过电流，导致直流输电系统运行异常甚至系统闭锁。

抑制措施　对于直流输电回路谐振引起的电压过冲，可利用改变平波电抗器的电感值、换流器的快速调节以及设置阻尼电路使其减小。具体为：①在直流工程设计阶段，可通过改变平波电抗器的电感值来调整直流主回路的谐振点，以达到消除谐振的目的；②利用换流器的快速调节作用，通过换流器的电流调节器阻尼振荡并保持电流恒定，可抑制电流振荡和相伴存在的电压振荡；③直流输电主回路加装阻尼电路，如对于基频谐振可加装基频阻断滤波器来抑制，对于2次谐波谐振可加装串联阻断2次谐波滤波器，或在两端换流站加装包含谐振频率为2次的直流滤波器。

zhiliu shudian jiediji

直流输电接地极

（earthing electrode of HVDC transmission system）　高压直流输电系统为实现以大地或海水作电流回路，使直流电流返回至换流站直流侧中性点，而在距每一端换流站一定距离处设置的接地装置和设施。这些接地装置和设施既钳制中性点电位，又为直流电流提供通路。直流输电接地极必须安置在条件良好的接地极极址上，由合适的馈电元件（接地导体）、活性填充材料、导流系统，以及一些具有检测功能的辅助设施构成。当直流输电以单极大地回线方式运行，强大的直流电流持续地通过接地极注入大地时，将伴随着出现接地极温度和大地电位的升高、地面出现跨步电压、电极产生腐蚀现象和可能出现对极址附近的地下金属构件及电力设施不良影响等问题（见直流系统接地极对环境的影响）。近年来随着直流输电的发展，出现了共用接地极，并在工程中得到了成功应用，未来对其研究还将继续深入。

接地极极址　接地极极址应与换流站、110kV及以上重要变电站保持足够的距离，一般应大于10km，以避免地电流引起变压器偏磁而导致磁饱和；但也不宜过远，以避免接地极线路投资过大、换流站中性点电位过高；同时极址附近应无或尽可能少些复杂和重要的地下金属管道、铠装电缆以及铁路等重要设施。接地极极址按安置地点可分为陆地接地极和海洋（海岸）接地极两类。对于陆地接地极，极址应有足够宽阔而又导电性能良好（表层土壤电阻率宜小于100Ω·m）的大地散流区，地形应相对平坦，地下水分充足，以利于电极布置和运行，降低工程造价。对于海岸接地极，一般应位于便于运行的海湾，并避免放在淡水河流出口处；而采取海洋接地极时，接地电极放置在海水中，设计复杂、建造费用高昂，维护费用也比较高，世界上极少有海洋接地极经验。极址对于接地极技术经济指标影响很大，特别是极址土壤（大地）参数与接地极造价及运行性能密切相关，因此一般应通过专门的计算软件对各个候选接地极极址分析计算，然后进行技术经济比较，最后择优确定接地极极址。

极址土壤（大地）参数　与接地极设计有关的土壤参数主要有电阻率、热导率、热容率、地温、湿度（地下水位）等；对于海岸极址，土壤的含盐量也很重要。①土壤（大地）电阻率测量，应采用现场物探法，在现场分层分块采用合适的仪器和方法测量，测量表层（0～1000m）土壤电阻率一般采用对称四极法；测量深层乃至地壳的电阻率一般采用电磁探测法；测量水电阻率一般采用对称四极法，取水样测量电阻率时则宜采用电导测量仪。土壤电阻率测量范围宜大于2倍的接地极面积且不小于1km^2。②土壤热容率测量，常采用现场分块土壤取样在实验室测定，取样土壤最好是取自电极埋深处的土壤，取样数目不低于极址土壤分类数。③土壤热导率测定，可采用实验室或现场测试两种方法，在实验室测量热导率时，要求送往实验室的样品与测量热容率相同。④极址土壤温度（最高和最低温度）的测定，可通过实地测量或从气象部门获取，实地测量一般采用热敏电阻温度计。

接地电极　接地电极是接地极的核心部分，其材料型式、布置方式及其尺寸直接受制于直流输电的系统条件要求，也与接地极极址的环境条件、土壤参数密切相关。

电极材料　接地电极材料主要包含馈电元件和活性填充材料，材料型式主要取决于该电极以阳极运行的时间、接地极入地电流大小等因素，对接地极的造价影响很大，两者通常占接地极工程投资的80%以上。①馈电元件，又称接地导体，作用是将电流导入大地。馈电元件材料应按照导电性能良好、抗腐蚀性强、机械加工方便、无毒副作用、经济性好的原则，结合工程和市场条件，通过技术经济比较来选择。常用的馈电元件有铁、高硅铸铁、高硅铬铁、石墨等。②活性填充材料，作用是保护馈电元件，提高接地极使用寿命，改善接地极发热特性。用作活性填充的材料一般为导电性能好、碳含量高、硫含量低、挥发性不大的经提炼、煅烧后的石油焦炭。工程实施时焦炭应使用塑料薄膜和编织袋包装，封口牢固可靠，防止受污染。迄今为止，除了海水电极以外所有陆地、海岸电极都使用了活性填充材料。

电极尺寸　陆地、海岸接地极电极尺寸指电极总长度、焦炭断面面积和馈电元件直径，其大小受最大允许温升或者地面最大跨步电压允许值或者载流要求的控制，三者互有联系。在大地参数各向均匀的条件下，受热稳定控制的接地极电位上升V_e(V)应满足$V_e \leqslant \sqrt{2\rho\lambda\theta}$的要求，式中$\rho$、$\lambda$和$\theta$分别为土壤电阻率（Ω·m）、热导率[J/(℃·m)]和允许温升（℃）。地面最大跨步电压控制一般以不影响人畜安全为标准，世界上大多数直流输电工程接地极地面最大跨步电压E_{max}(V/m)以经验公式$E_{max} \leqslant 5+0.03\rho$为控制标准，式中$\rho$为极址处的土壤电阻率（Ω·m）。在实际工程中，由于接地极址土壤参数通常并非是各向均匀，因此需要根据上述控制条件，通过计算分析来确定接地电极尺寸。海洋电极尺寸的大小一般受电流密度条件控制。

电极布置　由于极址条件不同，陆地电极和海洋电极的布置方式是大不相同的。

（1）陆地电极。陆地接地极敷设方式分为两类：①水平埋设，也称浅埋型电极；②垂直埋设，也称井型电极，如图1所示。浅埋型电极埋设深度一般为数米，充分利用表层土壤电阻率较低的有利条件，因此浅埋型电极具有施工运行方便、造价低廉等优点，特别适用于极址表层土壤电阻率低、场地宽阔且地形较平坦的情况，大部分直流输电系统采用了浅埋型电极。井型电极底端埋深一般为数十米，甚至达数百

米，如在瑞典南部穿越波罗的海直流电缆输电工程中的试验电极，采用了深井型电极，其端部埋深达550m；井型电极最大的优点是占地面积较小，且由于这种电极可直接将电流导入地层深处，因而对环境的影响较小；但井型电极存在施工难度大、运行时端点电流密度高和产生的气体不易排出等问题，因此一般仅适用于表层土壤电阻率特别高而深层土壤电阻率较低的极址或者极址场地受到严格限制的地方。

图1 陆地接地极敷设示意图
(a) 馈电棒为铁的水平埋设电极；(b) 馈电棒为石墨、硅铁等的水平埋设电极；(c) 垂直埋设电极

浅埋型陆地电极形状各异，有直线形、星形、圆环形等。接地电极的布置应适应极址地形条件，一般为：地形狭长的地方比较适用直线形；地形整体性较差的地方（如山沟湖岔）适用星形；地形宽阔的地方应尽可能采用圆环形电极，或者是尽可能使电极布置得接近圆环形。电极运行特性和材料用量都与电流分布均匀与否直接相关，理论分析和运行经验表明，在大地电阻率参数各向分布均匀的情况下，圆环形电极或接近单圆环形电极各处电流密度分布均匀或比较均匀，而直线形、星形电极电流密度分布不均匀，端部可较平均值高出数倍甚至更高。因此高压大容量直流输电系统一般尽可能采用圆环形接地电极并尽可能对称布置。

接地电极的布置型式对接地极运行特性、工程造价直接相关，有时影响还特别大。例如：在天生桥—广州±500kV直流输电工程广州换流站接地极设计过程中，曾经提出ϕ700m单圆环和ϕ690m+ϕ480m双圆环两个布置方案。设计目标为接地极热稳定和地面跨步电压均满足要求，设计计算结果为：ϕ700m单圆环方案需用焦炭5700t，并且需采取措施将接地极区域与周围隔离；ϕ690m+ϕ480m双圆环方案只需焦炭2500t，无需采取隔离措施。

(2) 海洋电极。海洋电极主要是以海水作为导电媒质，布置方式上分为海岸电极和海水电极两种。①海岸电极，馈电元件必须有支持物，并设有牢固的围栏式保护设施，以防止受波浪、冰块的冲击而损害。在这些保护设施上设有很多孔洞，保证电极周围的海水能够不断循环地流散，以便电极散热和排放阳极周围所产生的氯气与氧气，见图2 (a)。海岸电极多数采用沿海岸直线形布置，以获得最小的接地电阻值。②海水电极，馈电元件放置在海水中，并采用专门支撑设施和保护设施，使馈电元件保持相对固定和免受海浪或冰块的冲击，见图2 (b)。

导流系统 接地极导流系统的作用是将接地极引线送来的直流输电系统入地电流均匀地导入接地电极。陆地接地极导流系统分两种结构形式：①将接地极线路引至电极某一位置（一般为中心）后，先采用架空线方式分若干路将电流引至电极埋设处上方，然后采用馈电电缆将电流分别导入各馈电元件；②直接采用馈电电缆分若干路将电流分别导入各馈电元件。在实际工程进行导流系统设计时，导流线的布置应与电极形状配合，以便获得较好的分流特性；应对导流系统在正常和检修情况下的分流特性进行模拟分析计算，根据各支路的电流大小来选择确定导流线和馈电电缆的截面，并使其满足当一根导流线或一段电极停运时，不影响到其他导流线和馈电电缆的安全运行。引流电缆应尽量避免接在电流溢流密度大并且离开馈电元件端点至少在5m远的地方。

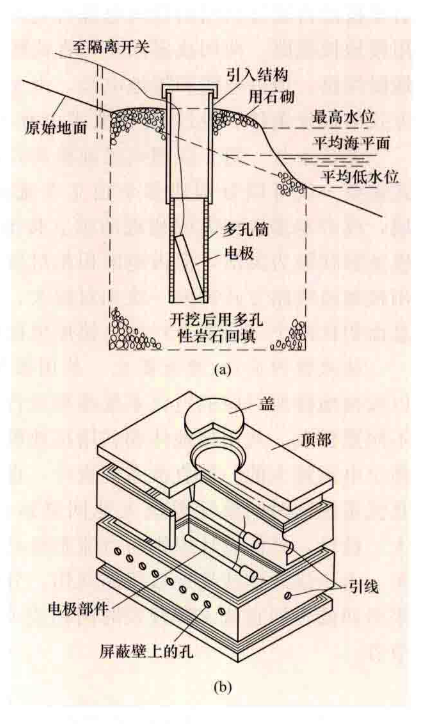


图2 海洋电极示意图
(a) 海岸电极单元；(b) 海水电极单元

辅助设施 接地极辅助设施包括检测井、渗水井、注水系统、在线监测系统等。检测井一般设置在电极溢流密度较大或温升高、馈电电缆接入点的地方，垂直布置在电极的上方和靠近电极的两侧。渗水井一般布置在地面有水（如水稻田）、电极的正上方，间距约50m一个。如果接地极极址为旱地，则往往需要专设注水系统，使用水泵将水源通过管道向电极注水。对接地极运行时的电流分布、电位、温度、湿度等物理量变化进行监测，以便一旦出现异常时可以及时处理。以前一般采用在现场直接检测出所需的信息，现在有些工程开始应用在线监测技术；在线监测系统大体上分三部分：①数据采集及控制部分，由安装在接地极合适位置的传感器、数模转换器、工控机、电源等组成；②通信传输部分，一般采用无线电或载波等方式传输信息；③接收、显示部分，安装在换流站值班室。

共用接地极 两回或多回双极直流输电系统在整流侧或者逆变侧共用一个接地极设备、共用一个接地极极址，甚至共用一回接地极线路，这样可以少建接地极，建设输电损

耗，更合理地利用土地资源，具有明显的经济和社会效益。按照共用部分不同可以分为三种共用方式：①共用接地极极址，在一个接地极极址上建设两个或多个接地极，各个接地极有各自独立的接地极极线、馈电电缆和接地体，多个接地极可以保持相互独立也可以用联络电缆将多个接地极体连接起来。②共用接地体，按照两回或多回双极直流输电系统参数和运行要求综合设计接地极，各换流站有各自的接地极线引至极址再通过共用的馈线电缆将电流引至接地电极。③共用接地极线路，两回或多回相邻直流输电系统具有共用的接地极线路、馈电电缆和接地电极。由于共用部分不同，三种方式的极址条件、设计/建设要求也有不同。

极址条件　对于浅埋式接地极而言，共用接地极极址方式需要一块可以分别建多个独立直流接地极极址面积的区域，或者是多块相邻或相近的独立接地极所占面积的区域，极址形状较为灵活，但占地面积相对较大。共用接地体和共用接地极线路方式需要一块相对较大、完整的土地区域，但总面积比两个（或多个）独立接地极面积之和要小一些。

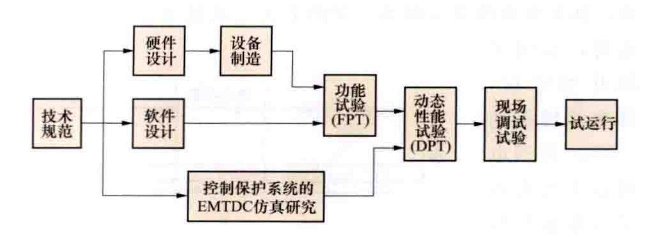
接地极的设计/建设要求　共用接地极极址方式一般可以按接地极所对应的直流系统参数进行设计，并且容易实现不同期建设。共用接地体和共用接地极线路方式可以按系统额定电流较大的一回直流系统设计，也可以按照两回或多回直流系统同时同极性单极大地回路运行方式（入地电流最大）设计，具体设计原则与直流系统允许的运行方式密切相关。由于接地体或接地极线路共用，分期建设不太方便；如果两回或多回直流工程建设时间相差不远，一次性建成较为节省。

zhiliu shudian kongzhi baohu xitong fangzheng shiyan

直流输电控制保护系统仿真试验

（simulation tests of control and protection system for HVDC transmission projects）　采用实时仿真装置（电力系统实时仿真器或动态模拟系统）与控制保护设备相连接，组成闭环试验系统对控制保护进行功能和性能检验的测试过程。控制保护系统仿真试验属于直流输电工程的非现场试验。在控制保护系统设备制造以及相关软件设计完成后，需要在设备发送工程现场前对控制保护系统软、硬件进行试验，检验控制保护系统达到功能规范书和合同的要求，发现并解决控制保护系统及其与一次系统接口的设计、制造中可能存在的问题，以最大限度地减少将控制保护系统缺陷带到工程现场的可能性，把现场发生故障的风险降到最低限度。同时，由于电力系统运行安全稳定性等方面的要求，绝大多数故障试验是无法在工程现场进行的，而控制保护系统仿真试验能够模拟直流输电系统及相关交流系统的各种运行状态，通过仿真试验可以减少现场调试的试验内容和工作量，减少工程现场断路器操作次数以及现场试验对电网运行的冲击和影响，从而节省现场调试时间，且不会对主设备造成任何风险。另外，利用控制保护系统仿真试验平台，还可以对参与现场调试的工程师和运行人员进行高效率培训。

在直流输电工程建设过程中，控制保护系统从工程设计到系统试运行的工作过程可以用图表示。



直流输电控制保护系统设计和试验过程示意图

直流输电控制保护系统仿真试验包括功能试验（functional performance tests，FPT）和动态性能试验（dynamic performance tests，DPT）两部分内容。

功能试验　检验直流输电工程控制保护系统功能所进行的一系列试验，主要验证控制保护系统的设计、制造是否满足工程功能规范和设计规范要求，确定控制保护系统设备是否具备发送工程现场的条件。其目的是：①依照规范书，检验控制保护系统在不同运行条件下的功能；②检验控制保护系统的装置以及各装置相互间作用的正确性；③检验控制柜与所有其他装置之间接口的正确性，即控制保护屏柜及其接口，其他装置如运行人员控制、局域网、现场总线、主时钟、直流和交流开关设备接口、故障录波以及顺序事件记录均正确设计和实现；④检验冗余装置的切换能够平稳实现，且不影响其他在线设备的运行；⑤检验冗余的供电设备中某一元件故障不影响控制保护系统的正常运行；⑥检验控制保护系统站内通信通道和两站间的信息传送；⑦对起停顺序进行检验和优化等。功能试验包括硬件试验、分系统试验以及集成系统试验三个阶段。

硬件试验　内容包括：①根据设备清单，对控制保护系统各个装置柜的完整性进行检查；②依据硬件接线图，对连接各个装置的电缆（或光缆）进行检查；③控制系统装置柜的硬件按元件的功能、装置柜间的连接以及装置与仿真器之间的连接来进行检查。

分系统试验　将属于某一控制系统（例如交流站控）的所有设备装置柜连接起来进行功能检验，各个不同控制系统间（例如极控系统与直流保护系统之间）的信息交换则通过仿真进行试验。有关的控制系统包括交流站控系统、直流站控系统、极控和阀组控制系统、阀基电子系统、直流保护、数据测量系统、起动和监测系统、事件顺序和暂态故障记录系统、数据通信系统。控制系统的性能及信号的响应时间也在试验中检验，控制系统装置所需的各种信号和测量值来自实时仿真器。

集成系统试验　在控制保护系统屏柜和分系统试验完成后，将控制保护系统的主要设备连接构成一个完整系统所进行的试验。试验中所需的模拟量和开关量信号由实时仿真系统来提供。各个控制系统之间相互作用的检验是在正常运行条件下以及故障（例如开关场、阀、测量系统设备故障）条件下进行的，所检验的是典型操作程序（即控制保护系统的功能），包括起动/停运顺序、运行人员的操作、功率设定值的确定、功率变化率以及运行方式的转换等。集成系统试验内容包括：①直流开关顺序：验证开关顺序和连锁执行的正确性。②跳闸试验：验证保护系统之间的接口、保护系统与极控和站控之间的接口，各个保护单元起动的停运顺序能够由极控和站控正确地执行。③交流无功设备带电：在手动控制模式下，验证运行人员发出的指令能够正确执行无功单元的投入和切除；在自动控制模式下，检验依据输送功率的无

功设备自动投切的正确性；检验无功单元投/切周期限制、无功单元放电期间禁止投入及在一组无功单元不可用情况下的运行性能。④闭锁的阀组带电：检验交流系统侧电压测量量（同步电压）相位正确；检验从极控到阀基电子单元（VBE）的各阀触发控制信号以及从VBE到各阀触发脉冲能够正确地发送；检验换流器起动顺序的正确性。⑤空载加压试验：检验极控的直流电压控制能够正确运行。⑥换流器闭锁/解锁特性：验证直流输电系统起动/停运顺序的正确性，每个阀组均能够以平滑方式实现解锁/闭锁；在功率控制模式下，检验第二个极解锁/闭锁时，直流功率能够以平滑的方式转移。⑦直流功率调整：检验直流功率调整功能是否按照功能规范书要求正确实现；功率调整过程中，换流变压器分接头控制、无功单元的投切、无功功率和交流电压控制均正确地工作。⑧换相失败/误触发：验证在换相失败或误触发期间控制系统的稳定性，不会对直流侧的基频分量起放大作用，且换相失败或误触发结束后，控制系统能恢复正常状态。⑨稳定功能：检验稳定控制功能均能按规范要求正确执行。⑩失去辅助电源：验证失去一组冗余电源对直流功率输送不产生任何干扰。⑪失去冗余设备：验证到冗余设备的转换能够以无跃变的方式进行，对直流功率输送不产生影响。⑫失去远方通信：验证在远方控制通信失效时，对换流器起/停、功率调整控制等方面性能的影响。⑬金属/大地回线转换：验证金属/大地回线之间能够顺利转换，验证极电流从接地极到某一未运行的直流线路（或相反）的转移能够按设计要求正常实现。⑭降压运行：检验直流系统能够按照规范书要求实现降压运行与全压运行的转换；检验降压方式运行下，当交流系统电压变化时，分接头变化、无功功率或交流电压控制能够正确工作。⑮电气干扰试验：检验电磁辐射对控制保护柜的影响，验证控制保护柜能够承受规范书中界定的干扰，直流系统的运行不受影响。

动态性能试验 为验证直流输电系统的（准）稳态、暂态、动态特性和系统稳定控制等附加控制功能所需进行的一系列试验。这些试验在直流输电系统以不同的接线方式（双极方式、单极大地返回方式、单极金属返回方式、空载加压方式等）、不同的输送功率水平、不同的直流电压（额定电压或降压）运行方式以及外部电力系统处于不同的运行条件下进行。在试验中，按照规范书的要求，通过仿真系统模拟直流输电系统的各种动态行为（例如直流电流、电压、关断角阶跃等）、直流系统中不同位置的故障、外部电力系统中各种类型故障等，来考核直流输电系统各个控制器的响应及其相互切换、故障后直流保护的动作特性、稳定控制功能、换相失败后的恢复过程、直流线路故障后的再起动过程等。试验的主要目的是检验交直流系统的相互影响，优化并确定极控、站控和直流保护的功能及参数，确认在不同交流系统条件、不同直流输送功率情况下，直流系统的暂态和动态性能。

直流输电系统动态性能仿真试验的内容包括：①直流保护试验：在不同运行模式下模拟直流侧故障，验证各种主、后备保护的灵敏性与选择性。测试范围包括换流器保护、直流母线保护、直流滤波器保护、直流线路保护、接地极线路保护等。②无功设备带电试验：检验投切无功补偿设备对交流母线电压的影响，及防止引发换相失败的控制措施的有效性。③闭锁阀组带电试验：检验换流变压器励磁涌流对交流母线电压的影响。④空载加压试验：验证直流空载加压过程中发生故障时相关保护动作的正确性。⑤换流阀解锁/闭锁特性试验：验证阀组解/闭锁过程中交直流系统的相互影响。⑥稳态特性试验：验证各种稳态特性是否满足设计要求，即直流系统能否稳定运行，系统运行情况与主回路参数研究报告中的结果是否一致，降压运行条件下运行是否正常。⑦直流功率调整（升/降）试验：验证直流功率变化不会对交流系统产生负面影响，关注在功率调整过程中无功控制和分接头控制之间配合情况，检验是否出现触发角限制及逆变侧电流控制。⑧功率阶跃响应试验：检验功率控制器的动态特性是否满足规范书要求。⑨直流电压阶跃响应试验：验证直流电压控制器的动态特性，检验电压阶跃是否引起过冲。⑩直流电流阶跃响应试验：验证电流控制器的动态特性，检验电流阶跃响应是否满足规范书要求。⑪关断角阶跃响应试验：验证关断角控制器的动态特性，检查是否引起过冲和换相失败。⑫控制模式转换试验：检验各种控制模式之间能否平稳转换以及各种控制模式下是否能稳定运行。⑬交流系统故障特性试验：验证在交流系统故障时，直流系统的换相特性与恢复特性。⑭换相失败/误触发试验：检验持续换相失败导致的阀过载保护以及基波/二次谐波保护能够正确动作，同时确认无其他保护发生误动。⑮稳定控制功能试验：验证系统稳定控制功能的有效性。⑯金属/大地回线转换试验：检验转换过程中接地极和直流线路之间分流是否正常，尤其在轻载运行条件下，检验转换开关以及开关保护顺序功能的正确性。⑰直流线路故障恢复顺序试验：确认故障恢复顺序及时间的正确性。

zhiliu shudian kongzhi xitong fenceng jiegou

直流输电控制系统分层结构

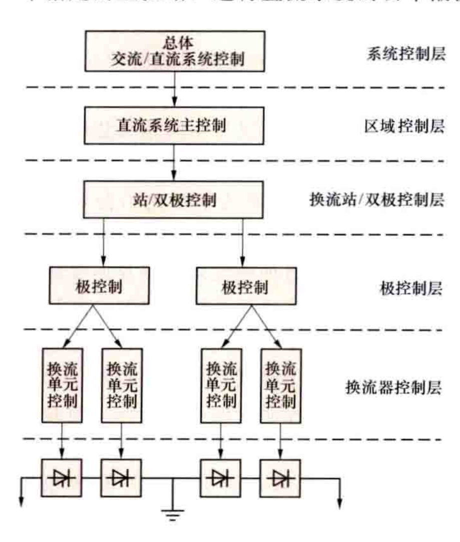
(hierarchy structure of HVDC control system) 针对直流输电系统（含直流换流站和直流线路）不同设备和不同范围的监控功能要求，将直流输电控制系统从物理上和控制逻辑上分为若干层次而形成的直流控制系统结构。分层结构支持分布式控制技术，可使直流控制系统形成多个具有独立控制功能和自支持能力的子系统（层），并将各层之间的信号传输及故障影响减至最小，便于运行维护，提高直流输电控制系统的可靠性。

分层结构由高到低，分别完成系统控制、现场运行人员操作控制，以及分布设备（就地）自动/手动控制功能。系统控制及现场运行人员控制配备有功能强大的计算机系统及各类外部设备、完善的监视/操作/管理软件和友好的人机界面，以及相关的远动通信/网络通信系统。分布设备（就地）控制系统包括独立的控制主机、分布式现场总线和分布式I/O设备、相应的通信和接口装置，以及完整的控制功能和通信软件。低控制层作为上一层的基础，接收并实施上一层的控制指令，同时又将控制结果、设备状态、运行参数返回至上层。

直流输电控制系统的分层结构通常包括系统控制层、区域控制层、换流站控制层、双极控制层、极控制层和换流器控制层6个部分。参照相关标准，直流输电控制系统分层结构通常如图表示。

系统控制层 接收由电力调度中心或交直流系统安全稳

定装置发出的控制指令，分别送至每回直流整流/逆变两站中指定的主控站，进行直流系统的功率潮流方向、直流有功控制和换流站无功控制功能，以实现对送端/受端交流系统和与直流系统并联的交流系统的电压/频率控制、阻尼交流系统的振荡等。其控制功能通常包括：直流有功功率按一定速率升降、直流紧急功率支援或直流系统紧急停运、次同步谐振阻尼控制、交流系统频率控制、换流母线电压/无功控制、紧急潮流反转控制等。对于相对独立的直流输电系统，该层控制功能通常可并入双极或极控制层中。系统控制层是直流输电控制系统中级别最高的控制层。



直流输电控制系统分层结构

区域控制层　管理多回高压直流系统的运行，并根据一个以上换流站的信息实施监测和相关控制功能。它可以是在某一个换流站，也可以是建立一个集控站监控系统对电气联系相对紧密的一个以上送端换流站/受端换流站进行集中监测、实施各直流系统相互配合的统一控制。其控制功能主要完成当一回直流系统故障时，及时利用其他回健全直流系统的余裕能力进行直流功率的紧急支援，以减少对相关交流系统的影响。

换流站控制层　包括运行人员控制系统和站控制系统。运行人员控制系统通过人机界面接收运行人员控制指令，或通过站内调度通信系统接收调度中心的控制指令，实施一个换流站内直流系统运行方式（直流功率潮流方向控制、双极功率控制、极功率/电流控制、直流电压全压/降压控制、单极大地/金属回线运行、无功控制方式等）和运行参数的设定，完成站内故障或异常工况的监视和处理、全站事件顺序记录和事件报警、换流站文档和控制保护软件的管理以及历史数据归档。

交流站控部分完成全站交流开关场的监视和顺序控制（通常包括含交流场间隔、交流滤波器/无功补偿电容器组/电抗器等设备的开关/隔离开关/接地开关）；直流站控部分完成直流开关场设备的监视和顺序控制（含阀厅接地开关、换流器单元旁路开关、直流滤波器隔离开关、直流线路隔离开关、极/双极中性母线低压高速开关/接地开关/转换开关等）。

站控制系统还负责执行交直流保护或设备本体监控保护装置发出的跳闸指令、全站的电气联锁控制、站用电源及换流站其他辅助系统（如冷却系统、消防系统等）的监控，以及全站（双极）无功功率/换流母线电压控制并实施无功补偿设备/谐波滤波设备的投切。

按照将控制功能尽量下放的原则，该层的部分控制功能，如直流顺控功能，可根据工程主回路的特点分配至双极、极或换流器控制层。

双极控制层　按照运行人员控制系统的指令，实现双极的运行模式控制（可包括双极直流顺序控制功能）、直流功率调制控制、双极功率分配控制、双极功率平衡控制等；有些工程将双极换流器消耗无功计算/与交流系统交换无功和谐波计算功能置于双极控制功能中。在工程应用中，通常可将双极层的控制功能或部分置于站控制层，或部分置于主控极极控制层。（见直流输电顺序控制、换流站无功功率控制）

极控制层　极控制层是直流控制系统中的核心部分，负责每个单极的相关控制，主要包括极直流顺序控制功能、极起动/停运控制、极稳态控制（极电流的计算和整定、极最小电流控制及相关角度限制控制、极直流电压控制、极分接开关控制等）、极动态控制（极功率/电流阶跃控制、功率裕度补偿控制、低压限流控制、极直流线路故障再起动控制、极功率转移控制、无站间通信时电流控制、大地/金属回线在线转换控制、极直流线路空载加压控制等）。实际工程中，可引入主控极的概念，当双极控制层功能并入极控制层时，主控制极将执行相关的双极控制功能。（见直流输电起停控制、直流输电功率控制）

换流器控制层　该控制层接收极控制层的控制指令，直接负责每个12脉动换流器的监控，主要包括换流器相关顺序控制、换流器触发脉冲发生器、换流器解锁/闭锁控制、换流器在线投/退控制、换流器过负荷控制、换流器分接开关控制、换流器保护性监控（如换相失败预测、大角度运行、丢失触发脉冲、可控硅元件保护等）等。通常，高压直流工程以及背靠背直流工程，每极换流器均由一个12脉动换流器组成，则换流器控制层并入极控制层；每极换流器由两个以上12脉动换流器串联组成的特高压直流工程，或每极换流器由两个12脉动换流器并联组成时，换流器控制功能必须独立分层。换流器控制层的重要接口包括与换流器阀基电子控制单元和可控硅元件检测装置的接口。

zhiliu shudian qiting kongzhi

直流输电起停控制

(start and stop control of HVDC transmission system)　直流输电系统从停运状态转换到运行状态，输送功率从零增加到给定值或从运行状态转变到停运状态的控制功能，属极控制层（见直流输电控制系统分层结构）。停运状态可分为换流站主设备与电源隔离不带电以及主设备带电但不送电两种状态。带电是指换流变压器网侧绕组交流断路器合闸，接在换流站带电的交流母线上，使换流阀处于带电状态；不送电是指换流阀的触发脉冲未解锁，或已解锁但其触发相位尚未移到适当的位置，使直流回路中尚无电流存在。直流输电系统的起停包括正常起停、紧急停运和自动再起动等。

正常起停　直流输电系统正常工作时的起动和停运，包括换流变压器网侧断路器操作，直流侧开关设备操作，换流器解锁或闭锁，直流功率按给定速度上升到整定值或下降到最小值的全过程。为了降低起停过程中的过电压和过电流，以及减小起停时对两端交流系统的冲击，直流输电的正常起停均严格按一定的步骤顺序进行。

正常起动　直流输电系统正常起动主要步骤为：①两端换流站分别进行直流侧开关设备的操作，以实现直流回路的连接；②两端换流站换流变压器网侧断路器分别合闸，使换流变压器和换流阀带电；③两端换流站分别投入适量的交流滤波器支路；④在触发角 $\alpha=90°$（或大于 90°）的条件下，先解锁逆变器，后解锁整流器；⑤逆变侧的直流电压调节器（或关断角调节器）按起动过程中对直流电压变化规律的要求，逐步升高直流电压直至运行的整定值（或关断角整定值）；⑥与此同时，整流侧的电流调节器按起动过程中对直流电流变化规律的要求，逐步升高直流电流直至运行的整定值；⑦在直流电压和电流均升到整定值时，起动过程结束，直流输电系统转入正常运行。正常起动过程的长短，一般由两端交流系统的承受能力来决定，可由几秒钟到几分钟。为了缩短在起动过程中直流电流发生间断的持续时间，电流调节器的整定值不是从零开始上升，通常取其开始起动时的整定值等于或略大于稳态直流电流的最小允许值，即可能发生直流电流间断的电流最大值的 2 倍。在工程中通常取为额定直流电流的 10%。

正常停运　直流输电系统正常停运主要步骤为：①整流侧的电流调节器按停运过程中对直流电流变化规律的要求，逐步减小直流电流到允许运行的最小值；②闭锁整流器的触发脉冲，或者将触发脉冲移相到 $\alpha=120°\sim150°$，使整流器变为逆变器运行，延时 20～40ms 后再闭锁触发脉冲；③直流电流到零后，闭锁逆变器的触发脉冲；④两端换流站分别进行直流侧开关设备的操作，使直流线路与换流站断开；⑤两端换流站分别进行交流开关设备的操作，切除全部交流滤波器，跳开换流变压器网侧断路器。

紧急停运和自动再起动　直流输电系统在运行中发生故障，保护装置动作后停运称故障紧急停运。其操作要达到两个目的：①迅速消除故障点的直流电弧；②跳开交流断路器隔离电源。为实现瞬时性故障消除后迅速恢复供电，直流输电系统也可采取自动再起动措施。

紧急停运　直流输电系统紧急停运过程是迅速将整流器触发角 α 移相到 $120°\sim150°$，也称快速移相。快速移相后，直流线路两端换流器都处于逆变状态，将直流系统内所储存的能量迅速送回两端的交流系统。当直流电流下降到零时，分别闭锁两侧换流器的触发脉冲，继之跳开两侧换流变压器的网侧断路器，达到紧急停运的目的。当多桥换流器中只有一个或部分换流桥发生故障必须退出运行时，为了使其余部分仍可继续运行，可利用旁路阀和旁路开关，将故障部分隔离而退出工作。（见*换流器旁路*）

自动再起动　直流输电系统自动再起动用于在直流输电架空线路瞬时故障后，迅速恢复送电的措施。自动再起动的过程为：当直流保护系统检测到直流线路接地故障后，立即将整流器的触发角快速移相到 $120°\sim150°$，使整流器变为逆变器运行。在两端均为逆变运行的情况下，储存在直流系统中的电磁能量迅速送回到两端交流系统，直流电流在 20～40ms 内降到零。再经过预先整定的 100～500ms 的弧道去游离时间后，按一定速度自动减小整流器的触发角，使其恢复为整流运行，并快速将直流电压和电流升到故障前的运行值（或某预定值）。

如果故障点的绝缘未能及时恢复，在直流电压升到故障前的运行值之前可能再次发生故障。这时可进行第二次自动再起动。为了提高再起动的成功率，在第二次再起动时，可适当加长整定的去游离时间，或减慢电压上升速度，或降低欲升到的直流电压水平。如果第二次再起动仍未成功，还可进行第三次，甚至第四次再起动。如已达到预定的再起动次数，但均未成功，则认为故障是持续性的，此时由保护系统发出停运信号，使直流系统停运。

由于控制系统的快速作用，直流输电的自动再起动时间一般比交流系统的自动重合闸时间要短，而且对两端交流系统的冲击也较小。对于直流电缆线路，由于其故障多半是持续性的，故不宜采用自动再起动。

zhiliu shudian shunxu kongzhi

直流输电顺序控制

(sequence control of HVDC transmission system)　直流输电控制系统中能依次完成一系列操作步骤的自动控制功能。直流输电系统的顺序控制属双极控制层（见*直流输电控制系统分层结构*）通常包括：①阀组交流侧充电/断电；②换流站的连接/断开；③阀组的起动/停运；④金属回线/大地回线在线转换；⑤双极导线的并联/解并联；⑥直流滤波器的投/切；⑦直流极线开路测试。

控制系统的设计应保证当某顺序控制发生故障时，例如其供电电源瞬时消失时，不会错误地发出改变状态的命令。当正在进行的自动顺序受阻时，例如某开关拒动，顺序控制应自动中止，并向运行人员提示故障所在，以便运行人员及时发现及排除故障。为了增加控制的灵活性，在一个由顺序控制发动的顺序操作的任何阶段，都应允许运行人员干预，中止此自动操作，代之以手动控制操作或返回原起始状态。正在进行的顺序控制至少应向运行人员提供以下信息：①正在进行的操作步骤；②下一步要进行的操作步骤。

阀组交流侧充电/断电　自动将每一阀组连接到换流母线上或从换流母线上切除的操作。

换流站的连接/断开　根据直流系统运行方式的要求，完成换流器与直流极线、极中性母线的连接或断开。各站中的各极应能分别进行操作。

阀组的起动/停运　包括阀组的解锁及闭锁，以及使各站阀组起动同步的功能。当一个换流站的某一阀组被保护停运时，顺序控制应能自动将对端换流站的相应阀组也停运。

金属回线/大地回线在线转换　在直流系统运行中，进行从单极大地回线运行到单极金属回线运行的转换操作，或从单极金属回线运行到单极大地回线运行的转换操作。

双极导线的并联/解并联　在两极都停运的情况下，把两极导线并联到一极，或把并联的极线复原成单极线运行接线方式。

直流滤波器的投/切　对每一直流滤波器分支分别进行连接或者断开。将直流滤波器断开并接地的倒闸操作不应使直流电流流入换流站接地网中。

直流极线开路测试　在本站直流极线开关闭合，对站直流极线开关断开的情况下，自动执行顺序操作为：①解锁换流极；②按预定的斜率把直流电压升至某选定的电压水平（在直流电压上升过程中，运行人员可以手动干预，中止电压上升过程，此时直流电压应停留在干预时刻所对应的直流电压值上）；③维持一定的时间；④以预定的斜率将直流电

压降至零（在直流电压下降的过程中，也应允许运行人员手动干预，中止电压下降过程，此时直流电压应停留在干预时刻所对应的直流电压值上）；⑤闭锁换流器。

zhiliu shudian tongxin

直流输电通信　（HVDC communication system）　主要服务于控制保护功能，用于换流站内部、换流站之间、换流站和调度中心之间传送直流输电系统的测量、控制、保护、监视、调度信号的系统。为完成上述信号的传送，需要配置信号的输入、编码、调制、传输、解调、译码、驱动等环节。

对直流输电通信系统的要求为：设备可靠，可用率高，能够满足不间断运行的需要，主设备及通道可用率不小于99.9%，平均无故障时间通常应大于17 000h，并考虑采用两套互为备用的系统，使用双重化通道或不同的路由进行数据传输；误码率低，通常要求信息传送的位误码率小于10^{-6}；实时性强，能够在不同节点之间迅速传递保护和控制信息，通常要求最短的信号传递延时小于20ms；可耐冲击，能够应对电力系统运行状态突变而引起的短时间信息大量增加。

在工程设计中，直流输电通信系统通常分为专用通信和通用通信两个大类。

专用通信　包括换流站内通信、换流站间通信、远动系统通信和保护信息管理系统通信。

换流站内通信　直流输电控制保护系统最早在混合式光学测量系统中，利用数字通信技术来传递测量信号。随着技术发展，数字通信在控制保护系统中的应用推广到了模拟量传输总线、状态快速传递、控制命令传输等。在这一领域中，运用的技术很多，比较典型的有时分多路总线（time division multiplex，TDM）、局域控制网络（control area network，CAN）、PROFIBUS-DP（decentralized periphery，DP）、MFI总线（muti-function interface，MFI）技术等。特别的，DL/T 860《变电站通信网络和系统》（IEC 61850）所定义的通信体系可以覆盖当前所有的站内通信要求，已经出现了按照该标准来进行模拟量传递的实践。

换流站间通信　分为快速通信和慢速通信。快速通信处理必须在两换流站之间交换的测量、控制、保护信号，通常包括直流电流、顺序控制命令、交流调制命令、保护动作命令等。对于快速信号的处理，每个换流极的传输设备应当独立，双极信号应通过与各极对应的传输设备进行传送。快速信号的传递必须保证各种路由情况下的最大时延，通常不超过20ms。慢速通信处理两换流站之间交换的监视、调度信号，通常包括所有的断路器、隔离开关位置，各种运行参数等，这些数据通常输入到各站的数据监视和采集系统（SCADA）中。端对端直流输电中所配置的数据监视和采集系统应能实现在一个换流站内对两站的运行进行控制。

远动系统通信　远动系统支持在调度中心完成对控制位置、控制方式、运行方式的选择，以及直流输电的顺序控制和设备控制；将直流系统运行状态及运行参数信号传送至调度中心，并从调度中心将所有相关的调度信号传送至换流站。通常规定远动通信系统的基本功能是遥测、遥信、遥控、遥调。在直流输电应用中，由于受控量除了断路器、隔离开关的分合之外，还增加了功率传输值、无功限制值等，所以遥调的内容较多。远动系统构成的核心是换流站到调度中心的通信通道。

保护信息管理系统通信　该系统由主站系统和子站系统构成。位于换流站的子站系统负责采集保护信息和故障录波数据，并对信息进行处理、存储并转发，为位于调度中心的主站系统提供数据分析的原始记录。设置该系统，是为了保证在电力系统状态突变的时候，保护动作信息可以顺畅地传输和存储，从而确保调度人员能够准确地分析和掌握电力系统的状况。在主站和子站之间，数据交换需要依靠远距离的通信系统。

在专用通信中，所传输的信号可分为模拟量和开关量两种。其中模拟量的典型信号如直流电流、直流电压、直流功率、换流器触发角、交流系统频率等，大多是连续信号，既有实测值也有整定值。模拟量一般通过模-数转换为二进制数字量，串行或并行进行传输。开关量信号分控制调节指令和运行状态显示两类，典型的传送信号有：改变运行方式和选定控制调节模式的指令、操作指令（包括直流输电系统起停、单极的投入和退出、换流器闭锁与解锁、潮流反转、事故支援、开关操作等）、保护连锁指令、运行方式显示、主要模拟量信号的数字显示、开关位置显示、换流器元件的故障位置显示、直流线路的故障定位等。

通用通信　主要包括语音系统通信和图像监视系统通信。

语音系统通信　电力系统通常采用调度交换机作为语音通信系统，该系统通常由调度主机、调度台、维护终端、数字录音系统等部分构成，它有非常强的集体通话管理功能。作为配套，电力系统调度交换机配备有可靠的通信系统。

图像监视系统通信　由于换流站面积广大、设备众多，电力图像监控系统的应用是必需的。通常电力图像监控系统以静态物体监视为主，有撤防、布防等功能，并且能够在控制台上，对云台、镜头等进行操控。配备有图像数据压缩设备、编解码设备的数据通信是电力图像监控系统的重要组成部分。

远距离的通信传输方式有很多种，世界直流工程已经采用过的信号传送方式包括微波通信、电力线载波通信、特高频无线电通信及有线通信、光纤通信等通信方式。为保证传送信息可靠，一般应采用两种不同的通信方式互为备用。

随着通信技术的发展，光纤通信（在直流输电中应用地线复合光缆）以其特有的大容量、高精度和高可靠性，得到了普及，在新建的直流输电系统中，越来越多地采用不同路由的光纤通信作为远距离的通信传输方式，以完成换流站间通信、远动系统通信、保护信息管理系统通信、语音系统通信等。

zhiliu shudian waijueyuan

直流输电外绝缘　（external insulation of HVDC transmission system）　直流设备暴露在大气中的固体绝缘表面和空气间隙。它包括换流站直流场设备外绝缘、阀厅外绝缘和直流输电线路外绝缘三部分。与交流输电外绝缘相似，它的绝缘强度应满足耐受正常工作电压、雷电过电压和内部过电压三方面的要求（见直流输电系统过电压）。雨、雾、污秽等环境因素的作用和海拔高度都会影响外绝缘的电气强

度。对于空气间隙来说，除海拔高度外这些影响不很显著，但是对于固体绝缘的外露表面，这些影响则是至关重要的。直流输电的外绝缘故障及其防护措施、外绝缘设计和试验方法都有与交流外绝缘不同的特点。与交流外绝缘相比，直流外绝缘的特点是：①直流电压作用下绝缘表面容易积污；②相同污秽度时直流污闪电压更低；③存在盘形绝缘子离子迁移的问题；④金具易被腐蚀；⑤电位分布由表面电阻决定，污秽与湿润不均匀分布导致电位分布极不均匀。

直流输电外绝缘故障 主要指外绝缘的闪络以及因闪络而导致的瓷套管击穿损坏。主要直流工程特别是±400kV及以上的换流站建成初期，其直流场设备闪络频繁，充油套管爆裂时有发生，一些输电线路污闪严重。据统计，换流站直流设备除支柱绝缘子和各类套管在雾与小雨中发生的传统污闪外，还发生了穿墙套管（见直流穿墙套管）的非均匀淋雨闪络和垂直套管的大雨闪络。在直流设备外绝缘闪络中，很多直流电流变换器、换流变压器、耦合电容器的套管和穿墙套管发生了爆裂，甚至引发阀厅大火。总之，直流设备外绝缘的正确设计对保证直流输电工程的安全运行是十分重要的。

直流输电外绝缘设计 主要包括换流站直流场与直流输电架空线路各类架空线（含套管，以下同）的选择以及直流设备安全净距与线路杆塔塔头间隙的确定。

换流站直流场与直流输电架空线路外绝缘的选择 由于直流系统的内过电压比交流系统的低，在发生接地故障时通常也仅影响一半输送功率，且易消除，因而使得工作电压成为决定绝缘水平的控制因素。以往工程大都通过选择适当的爬电距离来满足架空线的运行要求。通常按爬电比距选定的架空线路绝缘距离可以满足空气间隙的要求，因此一般不考虑空气间隙的限制。直流电压下线路绝缘子积污比交流严重，且相同污秽条件下绝缘子的直流污闪电压比交流低。为此，直流工程所用线路绝缘子的爬电距离比交流大；选择直流线路绝缘子串长的方法可参考DL/T 436—2005《高压直流架空送电线路技术导则》中不同污秽条件下160kN或210kN直流通用型盘形绝缘子片数计算方法。换流站直流场支柱绝缘子特别是垂直套管的爬电距离应大于线路绝缘子，且应随其平均直径的增大而增加。试验研究表明，由于绝缘表面的直流电弧比交流电弧更具稳定性，从而导致架空线路绝缘子的伞裙结构形状对直流耐污闪性能的影响远大于交流。因此，在满足爬电距离的同时，应注重优化架空线路绝缘子的伞裙造型；为防止大雨闪络，应适当增加架空线路绝缘子的伞间距。由于直流盘形瓷和玻璃绝缘子存在离子迁移现象和比交流更严重的金具电解腐蚀问题，故需要采用专门的直流线路架空线路绝缘子（见直流输电线路）。

换流站直流设备安全净距和线路杆塔塔头间隙的确定 一般按操作过电压选定的间隙值都能满足工作电压的要求。因此，除与交流相同的基本原则外，在选择直流设备安全净距和杆塔塔头间隙时，应力求使一极故障不殃及另一极（可保住一半输送功率）。直流设备安全净距和系统电压不很高时的塔头间隙，可利用操作波“棒-板”间隙的击穿特性确定；而系统电压很高时的塔头间隙，则需要根据实际导线对杆塔的操作波击穿特性曲线来确定。

直流输电外绝缘试验 以往主要包括支柱绝缘子、套管及悬式绝缘子串的雷电冲击耐受电压试验、操作冲击湿耐受电压试验、直流湿耐受电压试验、直流人工污秽试验和直流架空线路导线对杆塔的空气间隙试验及带电作业的试验，近年来又开发出穿墙套管非均匀淋雨闪络试验和轻污秽条件下垂直套管人工淋雨闪络试验的方法。运行经验表明，各类直流架空线的人工污秽试验以及换流站穿墙套管的非均匀淋雨闪络试验和轻污秽条件下垂直套管的人工淋雨闪络试验，是检验直流输电外绝缘设计是否可靠的有效手段，可有效保障直流设备的安全运行。

直流人工污秽试验 为检验试品的抗污闪能力及试品的有效爬电距离，试验方法见绝缘（表面）人工污秽试验。

穿墙套管非均匀淋雨闪络试验 为检验非均匀淋雨状态下水平放置的穿墙套管是否满足工作电压的要求。试验程序分两种：先施加电压后淋雨或先淋雨后施加电压。后者易于调节雨量和雨水的分布。试验时通过人工雨淋使水平安装的套管表面不均匀受潮（靠近墙壁一端的规定长度内保持干燥状态，干区以外被雨水淋湿），并根据预计闪络电压值施加耐受电压，找出一定干区长度下的最低闪络电压。该电压值高于系统最高工作电压则被认为试验通过。（见直流穿墙套管试验）

轻污秽条件下垂直套管的人工淋雨闪络试验 为检验污秽状态下垂直套管的耐大雨闪络能力。试品表面染污方法见绝缘（表面）人工污秽试验的固体层法。试验一般在系统最高工作电压下进行。在规定的电导率与雨量的条件下得出试品的最大耐受盐密值，该盐密值高于试品规定盐密则被认为试验通过。

防治直流输电外绝缘闪络的措施 对已运行的工程采用的主要方法有：喷涂硅脂、室温硅橡胶涂料，加装辅助裙，增加清扫次数以及暂时降低运行电压等临时性预防措施。对拟建工程，应提高直流设备的外绝缘设计水平（在增加瓷绝缘爬电距离的同时适当增加其绝缘距离），污秽地区的换流站直流场可以使用硅橡胶合成套管，也可采用固定式水冲洗装置或选择户内式直流场。还可以采用油浸式平波电抗器，使其阀侧套管直接插入阀厅而取代穿墙套管或使穿墙套管垂直伸出阀厅顶部。为提高直流架空线路的耐污水平，污秽地区可以使用复合绝缘子，其爬电距离取值与瓷、玻璃绝缘子相等或略低（如取瓷架空线爬电距离的70%～80%）。

zhiliu shudian xitong baohu

直流输电系统保护

（protection of HVDC transmission system） 检测发生于直流输电系统中两端换流站及直流输电线路和两端交流系统的故障，并发出相应的处理指令，以保护直流输电系统免受过电流、过电压、过热和过大电动力的危害，避免系统事故进一步扩大的技术。

通过检测发生在直流输电系统中的故障，发出相应的处理指令，以保护直流输电系统设备，避免事故进一步扩大的技术。

直流输电系统保护通常按直流输电系统保护特性要求配置各种保护功能，对于每个设备或保护区要求配置不同原理的主保护和后备保护，这些保护可分为直流侧保护、交流侧保护和直流线路保护三大类。

直流输电保护的特性要求 直流输电系统保护除了与交

流继电保护一样，应能满足快速性、灵敏性、选择性和可靠性的要求外，还应特别注意其抗电磁干扰和抗暂态谐波干扰的性能、双极系统中两个单极的保护必须完全独立等特性。直流保护应为多重化配置，并应具有很强的软、硬件自检功能。新建的直流工程均采用微机型数字式直流系统保护。

直流输电系统保护通常分为直流侧保护、交流侧保护和直流线路保护三大类，并分为6个保护分区：①换流站交流开关场保护区，包括换流变压器及其阀侧连线、交流滤波器和并联电容器及其连线、换流母线；②换流阀保护区，包括换流阀及其连线；③直流开关场保护区，包括平波电抗器和直流滤波器，及其相关的设备和连线；④中性母线保护区，包括单极中性母线和双极中性母线；⑤接地极引线和接地极保护区；⑥直流线路保护区。各保护区的保护范围应是重叠的，不允许存在死区。

直流输电系统保护的主要特点是与直流控制系统（见直流输电系统基本控制）的联系十分紧密，对于直流系统的异常或故障工况，通常首先通过控制的快速性来抑制故障的发展。例如：直流控制可在10ms左右将直流故障电流抑制到额定值左右；又如，当换相电压急剧下降时，直流控制将自动降低直流电流整定值以避免低压大电流的不稳定工况并防止故障的发展。根据不同的故障工况，直流保护起动不同的直流自动顺序控制程序，某些保护首先是告警，如果故障进一步发展，则起动保护停运程序。直流系统保护停运的动作，首先是通过换流器触发脉冲的紧急移相或投旁通对后紧急移相，使直流电流很快到零，直流线路迅速去能，然后闭锁触发脉冲并断开所连的交流滤波器和并联电容器，如果需要与交流系统隔离，则进一步跳开交流断路器。在断开断路器指令发出的同时应投入断路器失灵保护。因此，直流控制和保护的匹配，既能快速抑制故障的发展、迅速切除故障，又能在故障消除后迅速恢复直流系统的正常运行。

双极直流系统中，各极的直流保护应完全独立，必须避免单极故障误引起直流系统双极停运。对于双极公共部分的保护，如双极中性母线的保护，或接地极的保护，应具有准确的判据和措施，尽量减少直流系统双极停运。

对直流系统保护的另一要求是：虽然保护动作要影响两端换流站系统，但不管故障发生在整流侧还是在逆变侧，保护尽量不依赖于两端换流站之间的通信。

直流系统保护的功能和参数，必须针对不同工程的交直流系统特性，与直流控制系统，以及与相关交流系统的继电保护和安全自动装置的功能和参数进行统一的研究、设计、匹配和试验，以确保直流系统设备的安全、直流系统的高可靠性和可用率，以及相关交流系统的安全。

直流侧保护 主要包括换流器保护、极中性母线保护、直流滤波器保护、平波电抗器保护、直流电压异常保护、直流谐波保护、换流站接地网保护、金属返回线故障保护、直流开关场开关设备保护、双极中性母线保护和接地极引线保护。

换流器保护 主要有换流器的各种差动保护，过流保护以及换流器本体的保护等。通过对换流变压器阀侧套管中、换流器高压端直流线路出口处，以及换流器中性母线处的电流互感器测量值的比较，根据各电流的差值情况可区别不同的换流器故障而设置不同的保护。如：以交流电流大于直流电流为判据的桥差保护可作为换流阀内或换流变压器阀侧连线的短路故障保护；以换流器直流侧高压端和低压端电流的差别为判据的极差保护可作为极出口短路故障的保护；以直流电流大于交流电流为判据的差动保护可作为逆变器的换相失败或不触发故障的保护等。对于换相失败故障的保护，通常要求延时（约200ms）动作，以避免当换相失败可自行恢复时而不必要地停运直流系统。

通过对换流变压器阀侧电流、换流器直流侧中性母线电流以及换流阀冷却水温度等参数的测量，可构成换流器的过电流保护，它不仅保护换流器，而且可保护相关的设备。

此外，根据对交流电压的测量、换流变压器分接头位置的测量，可设置电压应力保护并联动分接头控制，防止交流电压变化引起的换流阀及其他换流设备电压应力的增加。

对于换流器的触发脉冲，通常均设置监视系统。通过控制系统发出的脉冲与换流器晶闸管元件实际的触发脉冲的比较，可对换流器的误触发或丢失脉冲进行辅助保护。在阀内，需为晶闸管设置强迫导通保护，以避免当阀臂导通时，某个晶闸管不开通而承受过大的电压应力。

对于换流器本体，通常要求设置阀温度的监视。大部分工程使用温度的计算值，以对阀的过热应力进行保护。对于晶闸管工作状态的监视是换流器必不可少的。当晶闸管击穿损坏个数达到一定程度时，则必须闭锁换流器。由于换流器中的晶闸管备有冗余量，因此击穿损坏的晶闸管数量不超过冗余量时，可进行报警处理。换流器应避免在过大的触发角下运行，因此还可针对触发角设置保护性监视，以避免阀承受过大的换相应力。

换流器的辅助设备，如阀冷却系统、阀控制及其辅助电源系统，以及测量系统等都是十分重要的，工程中通常均需双重化配置，并配有性能良好的监测、故障自检报警以及主设备和备用设备的切换逻辑。

极中性母线保护 通过检测换流阀中性母线侧电流、直流滤波器电流以及流入接地极引线的电流并比较它们的差值，可以对中性母线或连接于中性母线的相关设备（如滤波器或电容器）的接地故障设置极中性母线差动保护。根据阀中性母线侧直流电压和直流电流的监测，可以判断极中性母线的开路故障并采取停运直流系统的保护措施。

直流滤波器保护 通常为常规结构的直流滤波器设置谐波电流过负荷保护、差动保护和电容器组不平衡保护，以防止外部及其内部故障造成设备的损坏。对于电容器元件的监视，通常进行告警和进一步停运的分段保护措施。电容器组不平衡保护的参数设置应根据工程进行具体研究，既要灵敏又不应误动，而且应特别注意当电容器组对称损坏时，由于测试不到不平衡电流而出现保护拒动。对于有源直流滤波器，其电子回路部分的自检、多重配置及主备故障切换是必要的。

平波电抗器保护 对于油浸式平波电抗器，其本体保护配置与常规的交流变压器保护相同。对于空气绝缘的平波电抗器一般没有特殊的保护配置，但应配置绕组的温度监视。平波电抗器的对地短路故障，通常由换流器直流侧保护中的极差动保护进行保护。

直流电压异常保护 对直流电压发生的过电压或欠电压进行保护。可针对直流开关场、直流线路、交流系统以及直

流控制系统的故障进行保护，并根据直流电压、直流电流和触发角测量值的综合情况来判断故障。该保护通常是首先作用于交流滤波器的投切控制，如无效时，再起动停运直流系统的保护程序，可保护换流器和所有需承受直流电压的设备。对于交流系统故障引起的直流欠压保护动作，应避开清除交流故障的时间，以减少直流系统的停运。

直流谐波保护　通过对直流电流中的异常谐波（主要是工频和二次谐波）进行检测，超过整定允许值并长达预定时间后，起动保护程序停运直流系统。主要针对交流系统故障、换相失败或换流阀的触发失灵等故障。

换流站接地网保护　通常对换流站内接地网的电压和流入接地网的电流进行检测，如果测到高于保护整定值的过电压或过电流时则保护动作停运直流系统。当直流系统为双极平衡运行时，直流接地网过电流保护动作应使直流系统双极停运，以避免造成更大的过电流流入而损坏站内接地系统。

金属返回线故障保护　对于直流系统在金属回线运行方式下，通过监测接地一端换流站的接地点的电流与金属回线电流的差值，可判断金属返回线的接地故障并起动停运直流系统的保护程序。直流线路电流和站内中性母线电流的差动保护可对金属返回线的开路故障进行保护。

直流开关场开关设备保护　主要指对换流站直流开关场的中性母线开关、中性母线接地开关、大地回路转换开关和金属回路转换开关的保护。其基本保护原理均为当发出开关断开指令并经整定的延时后，如果仍测到有电流流过开关，则重合此开关，以免开关损坏。

双极中性母线保护　通过对极 1 和极 2 中性母线电流、接地极引线电流检测值的比较，可设置双极中性母线故障的差动保护。

接地极引线保护　通常需对接地极引线设置过流保护。对于结构为两根接地极引线时，应设置接地极引线电流横差保护或线路开路保护，对两个电流进行不平衡监测，以及对接地极引线的电压进行监视，以判断其发生对地短路故障，或发生开路故障，保护应发出报警信号，或进一步停运直流系统。接地极引线保护还可采用阻抗监测原理或脉冲反射原理，这两种原理的保护均可在小电流（双极平衡运行时小于直流额定电流的 1%）时，不使用通信通道测得接地极引线的故障。此外，还可为接地极引线设置纵差保护，但这种保护必须依赖换流站与接地极之间的专用通信通道。

交流侧保护　包括换流变压器及交流母线保护、交流滤波器保护。

换流变压器及交流母线保护　换流变压器同常规的电力变压器一样，具有油温、油位和漏油的监测、绕组温度的监测、分接头箱及油枕的压力保护和油流保护、瓦斯保护，以及冷却系统故障保护等本体保护。对于换流变压器及交流母线通常还配置有各种主保护和后备保护。如对于一次绕组和二次绕组内部故障的电流差动保护、交流换流母线故障的差动和过电流保护、交流换流母线以及换流变压器故障的更大范围的差动保护、中性点接地故障的零序电流保护、换流器闭锁时换流变压器阀侧交流连线接地故障保护、换流母线过电压保护等。当换流变压器或换流母线保护动作时，如果换流器处于解锁状态，则应首先闭锁换流器，然后跳交流开关。

在直流输电系统中换流变压器的分接头控制十分重要且动作频繁，因此应特别注意分接头位置及机械部件的监测和保护。

交流滤波器保护　对构成交流滤波器的电容器、电抗器和电阻器予以保护，也包括并联电容器组的保护。对于典型的 H 型电容器结构，通常通过检测中间点的电流而起动电容器的不平衡保护。还可通过检测流过滤波器的电流，配置并联电容器过电流保护和电抗器接地故障保护，还有电抗器和电阻器热检测的过负荷保护、并联电抗器内部短路接地的电流差动保护，以及通过对滤波器中零序电流和单相阻抗值变化的检测而设置的滤波器失谐保护。交流滤波器的开关是直接影响换流站交直流系统运行的重要部件，必须配置检测信号可靠的断路器失灵保护。换流站交流开关场还应配置常规的交流线路、交流母线、重合闸、断路器失灵等保护。

直流线路保护　主要有行波保护、直流电压变化率（du/dt）保护、直流欠压保护和直流线路纵差保护等。

对于直流输电架空线路，要求保护具有全线速动性能，并能区别直流开关场内故障、逆变侧换相失败故障，以避免区内故障区外保护动作。通常采用行波保护，即通过对直流线路故障点向换流站两端发射的电压和电流行波的快速检测来判断故障，最快可在故障后约 2ms 检测到行波量，不需远动通信就可起动直流线路接地故障保护。通常与行波保护配用的还有直流电压变化率（du/dt）保护，以区别其他故障。但 du/dt 保护的定值要经过仔细的研究、试验和选择。还可根据换流站线路出口处所测得电流变化的方向（di/dt 的方向）来区分直流线路和直流开关场故障。对于直流线路的高阻接地，直流电压下降幅值和速率都较低，可根据直流线路两端电流的差值，采用选择性和灵敏度都很好的直流线路纵差保护，但此保护需要依靠两端换流站间的通信通道，因而其动作延时较长。具有长时限的直流欠压保护也可作为直流线路故障的后备保护。

直流架空线接地故障的保护逻辑最终由整流侧控制保护系统实现。其常规的保护逻辑是测得故障发生后整流器紧急移相，使其变为逆变器运行，直流电流迅速到零，等待弧道去游离后，再自动起动直流系统，使其恢复到故障前的直流电压和直流电流。去游离时间通常在 100～500ms。再起动次数可视工程要求而定。如果由于线路污秽等原因造成全压再起动不成功，也可设置有降压再起动的保护逻辑，如果再起动均不成功，则应停运直流系统。有较大延时的直流欠压保护动作时，通常不采用自动再起动的保护逻辑。

当工程中采用双极线并联运行方式时，由于一极线故障可在健全极线上产生较大的电压变化率，健全极线的保护应设置电压闭锁环节防止误动作。

直流工程均配置有直流线路故障定位装置。其基本原理是测量故障行波到达两端换流站的时间差，并由全球卫星定位系统（GPS）统一定时，以精确判定故障的位置。其定位精度一般要求±0.5km（或正负一个塔距）。

对于直流电缆线路，其故障一般是永久性的，因而不采用自动再起动。

见直流输电起停控制、直流输电顺序控制。

zhiliu shudian xitong guodianya

直流输电系统过电压　(overvoltages of HVDC transmission system)　在直流输电系统中某一指定点的对地

电压或两个指定点之间的电压超过其最高允许运行电压值并对绝缘有危险的电压。充分掌握过电压的产生机理及其分布规律、线路和换流站设备绝缘在各种电压下的电气特性和过电压保护设备（主要是无间隙氧化锌避雷器）的性能是确定直流线路和换流站设备绝缘水平的基础。直流输电系统中的过电压可分为外部（雷电）过电压和内部过电压两种类型。

外部（雷电）过电压 由于雷电放电原因所产生的过电压称为外部过电压。雷电过电压为波前时间为 0.1～20μs，波尾时间小于 300μs，单极性瞬态过电压。雷电绕过线路的地线直击线路极导线（绕击），叠加在极导线直流运行电压上，在极导线上产生雷电冲击过电压。雷电直击线路地线和杆塔，在其上产生雷电冲击过电压。当其与直流极导线运行电压之差，超过杆塔绝缘子或杆塔和地线与极导线之间的空气间隙的雷电冲击耐受电压时，极导线将发生闪络（反击）。同样，雷电绕击极导线也可能发生闪络。

由于大部分雷电的极性为负极性，换流站双极运行时，双极直流线路两个极的运行电压极性相反使得大部分雷电绕击和反击发生在正极性线路。据统计，中国超高压和特高压直流线路雷击跳闸的主要原因是绕击正极性线路。对雷电来说，双极直流线路天然具有不平衡绝缘特性。直流输电线路的防雷设计，应结合当地已有线路的运行经验、地区雷电活动强度、地闪密度、地形地貌及土壤电阻率等因素，通过计算分析和技术经济比较，采用合理的差异化防雷保护措施。主要措施之一是地线采用负保护角。

超高压和特高压直流换流站可分为交流开关场、直流开关场和阀厅三大部分。换流站雷电过电压主要来源于接入交流开关场和直流开关场 2km 进线段线路的绕击和反击雷电侵入波和换流站直击雷。

交流开关场的出线较多，并接有多组交流滤波器、电容器和 PLC 等设备；且线路、换流变压器侧和滤波器母线均装有避雷器，因此雷电侵入波过电压比常规交流变电站低得多。直流开关场接有直流滤波器、平波电抗器和噪声滤波器等阻尼雷电波的设备，直流母线、金属回线和中性母线等多处装有多组避雷器，雷电侵入波过电压一般也不严重。阀厅交流侧有换流变压器和换流变压器网侧的 PLC 屏蔽，直流侧有极线及中性母线平波电抗器或噪声电抗器对雷电波的屏蔽，通过换流变压器绕组之间和平波电抗器匝间电容传递到阀厅的雷电侵入波幅值很低，波形类似于操作波过电压。换流站交直流场装有大量的避雷针和避雷线防止雷电直击直流场设备，一般规定的雷电屏蔽概率为 99.99%。雷电绕过换流站避雷针和避雷线直击干式平波电抗器与直流套管之间的母线及其相连的设备，会在阀厅设备如换流阀和换流变压器阀侧产生直击雷过电压。由于能绕过避雷针和避雷线的电流很小，而阀厅内的换流阀和换流变压器阀侧等主要设备都有紧靠的避雷器直接保护。因此直击雷过电压一般对确定阀厅设备的雷电冲击耐受电压不起作用。

内部过电压 由于直流输电系统内部原因所产生的过电压称为内部过电压。内部过电压包括暂时（包括谐振）过电压、操作过电压两种类型。

暂时过电压　相对持续时间较长的工频或直流过电压。直流暂时过电压主要由交流工频暂时过电压传递到直流侧或逆变侧开路时，整流侧全电压起动引起。由于现代直流工程采用通信和顺序控制，全压起动出现的概率极低。当直流双极线和单极大地、单极金属回线运行方式下（包括接地极线路）的串联谐振频率接近基波频率和二次谐波频率时，换流阀的任何连续不正常工作，例如交流侧单相接地和相间短路、阀连续丢失触发脉冲等故障可能产生二次和工频谐波的谐振过电压。可采用在中性母线上加装 50Hz 阻断滤波器和在直流滤波器上加入 100Hz 谐振支路的措施，抑制直流极线的基波和 2 次谐波谐振过电压。

操作过电压　换流站交流侧操作过电压为波前时间为 20～5000μs、波尾时间小于 50ms、过电压。直流操作过电压的起因与常规交流变电站相同，包括线路合闸和重合闸、交流滤波器和电容器的投切、接地故障及其清除过程等。接地故障也会在交流滤波器低压元件产生波形接近雷电波的操作过电压。直流侧操作过电压的起因有：①直流侧接地、短路和开路故障。例如换流变压器阀侧Y、△绕组套管闪络接地故障；直流母线和线路接地故障在直流滤波器低压元件和中性母线上产生的操作过电压；双极对称或不对称运行时，直流线路一极接地故障，在健全极产生的操作波性质的感应过电压；地极线、金属回线开路故障在中性母线上产生的操作过电压等。②直流控制和保护系统失灵。例如全电压起动；阀连续丢失脉冲故障；逆变站闭锁而旁通对未解锁；阀误导通；逆变站失去交流电源等。③交流侧操作和接地等故障产生的操作过电压通过换流变压器传递到直流侧。④直流开关操作过电压，例如上下 12 脉动组换流单元旁通开关合闸和分闸，投切直流滤波器，金属返回接地方式与大地回线接地方式相互转换断路器操作等。

换流站陡波前过电压为波前时间为 3ns～1.2μs、波尾时间小于 3ms、快速瞬态过电压。高电位换流变压器阀侧高压端对地闪络故障时，高压端子与地之间的杂散电容电压，直接作用在最高层闭锁的阀上，在阀的两端会产生陡波前过电压。

过电压保护措施 换流站交直流设备采用无间隙氧化锌避雷器作为操作过电压和雷电过电压的最主要的保护装置。避雷器布置的原则是：交流侧产生的过电压由交流侧的避雷器限制；直流侧产生的过电压由直流侧的避雷器限制；重点保护设备由紧靠它的避雷器直接保护。一般由保护其他设备的几种类型避雷器串联来实现换流变压器阀侧绕组的保护。避雷器参数的选择一般应遵循的原则：避雷器的持续运行电压（CCOV）和包括换相过冲持续运行电压的最高峰值（PCOV）需高于所安装处的系统最高运行电压，并考虑严酷工况下的运行电压叠加谐波和高频暂态，避免因避雷器吸收能量，加速老化，降低可靠性。避雷器的额定电压（交流侧）和直流参考电压 U_{ref}（直流侧）的选择需综合考虑荷电率、CCOV、PCOV、工频过电压、雷电冲击和操作冲击保护水平以及避雷器的能量等因素优化选择。避雷器的操作、雷电和陡波前保护水平分别用标准配合冲击电流波形为 30/60μs、8/20μs 和波前时间 1μs 下的残压确定。其他过电压保护措施有晶闸管配备保护性触发功能、换流变压器断路器配合闸电阻或选相合闸装置，交流滤波器和电容器断路器装选相合闸装置。

换流站过电压研究 研究直流输电系统过电压的主要工

具为电磁暂态计算程序，如电磁暂态程序 EMTP 和电磁暂态直流计算程序 EMTDC 等和实时数字仿真器（RTDS），以及带有换流器物理模型的暂态网络分析仪（TNA）。根据所研究的工频、操作、雷电等过电压类型，利用上述工具建立相应类型频率范围的直流输电系统元件模型，进行过电压仿真研究。

换流站过电压研究的步骤包括：①确定避雷器的布置，选择避雷器的参数和相应的避雷器伏安曲线。②进行缓波前过电压研究，确定避雷器的最大残压、电流和能量。如必要，按第一步对雷器的布置和参数进行调整。③进行雷电侵入波（快波前）和陡波前过电压研究，校核第①步和第②步避雷器布置和参数，因距离效应，必要时可增加一些额外避雷器。④基于研究结果确定避雷器的配合电流、保护水平和能量的要求，并确定避雷器的参数。确定的配合电流应大于过电压研究计算出的避雷器最大电流。⑤确定不同位置的最高过电压类型、幅值和波形以及持续时间，以避雷器的保护水平为基础，进行换流站设备的绝缘配合。

当避雷器的能耗由调节器动态特性和保护所决定时，仿真研究时所采用的调节器动态特性，例如定电流调节器的阶跃响应指标，不优于实际运行中调节器动态特性，保护动作时延应不小于实际运行中可能出现的最长的动作时延。

zhiliu shudian xitong jiben kongzhi

直流输电系统基本控制 （control of HVDC transmission system） 直流输电系统在稳态运行和动态工况时，整流侧和逆变侧两端控制系统必须相互匹配的控制特性。通过对整流换流器、逆变换流器的触发角控制，形成直流电压和直流电流稳态运行值，通常采用直流系统的直流电压/直流电流（U_d/I_d）曲线表示，如图 1 和图 2 所示，图中 A 点为直流系统稳态工作点，通常，整流侧触发角为 15°、逆变侧熄弧角为 17°～18°，直流系统运行在额定直流电流/额定直流电压。

无论图 1 还是图 2，整流侧特性（红色曲线）均是由 4 段曲线组成。①-②段为整流换流器最小触发角（5°）控制，②-③段为定直流电流控制（I_{dN}为额定值），③-④以及④-⑤段为低压限流控制。因此，稳态运行时，整流侧总是执行定电流控制。如果整流侧交流电压降低至整流侧触发角被限制在最小 5° 时（为了保证一个换流桥臂的所有晶闸管同时具备开通条件），则整流侧控制将失去减小触发角的定电流控制能力。整流侧的最大触发角受到换流器应力的影响，通常在控制系统中也被限制，如 50°左右。

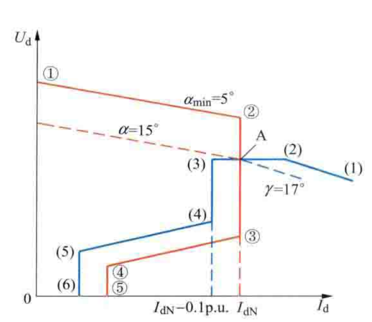


图 1　逆变侧为定直流电压控制特性的 U_d/I_d 特性曲线

逆变侧控制特性较为复杂，工程中通常采用图 1 或图 2 两种逆变控制特性。在图 1 中，逆变侧特性（蓝色曲线）由 5 段曲线组成，(1)-(2) 段为最小熄弧角控制（为避免换相失败，通常为 12°或 13°），(2)-(3) 段为定直流电压控制，(3)-(4) 段为逆变侧定电流控制（为防止异常的潮流反转，其定值必须较整流侧电流定值小 0.1p.u.），(4)-(5) 段以及 (5)-(6) 为低压限流控制。在图 2 中，逆变侧特性（蓝色曲线）也由 5 段曲线组成，与图 1 不同之处为 (2)-(3) 段为正斜率特性（通常称为最大触发角控制）。图 1 表明直流电流在稳态工作电流附近波动时，逆变侧只负责不断调节换流器触发角的大小，以控制直流电压恒定，这种特性通常使用在受端交流系统较弱的工程中。图 2 所示为当直流电流偏离稳态工作电流变小时，逆变侧的控制将使本侧直流电压降低以力图直流电流恢复；而当直流电流偏离稳态工作电流变大时，逆变侧的控制将减小触发角，使本侧直流电压升高，在帮助电流恢复的同时又尽量避免换相失败的产生；这种特性起到正阻尼的作用。当整流侧失去定电流控制能力时，逆变侧将按照自己的电流定值进入 (3)-(4) 段所示的定电流控制特性，为了弥补逆变侧控制电流时的功率降低，基本控制功能中通常设置电流裕度补偿控制功能。受到换流器、无功补偿等设备应力的影响，逆变侧的最小触发角通常限制为110°～120°。

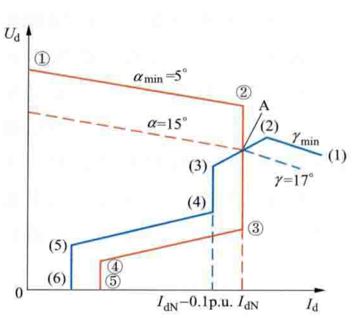


图 2　逆变侧为正斜率控制特性的 U_d/I_d 特性曲线

直流系统在低直流电压而大直流电流工况下，将加重扰动时直流系统的不稳定性，因此两端均设置了低压限流控制特性。直流电流的最大控制值受到直流系统过负荷能力的实时控制；直流电流的最小控制值通常设为额定直流电流值 I_{dN}的 10%。

zhiliu shudian xitong jisuan

直流输电系统计算 （computation of HVDC transmission system） 运用计算机程序对直流输电系统及相关的交直流电力系统进行稳态、动态和暂态过程的计算分析，推求系统有关变量的数值解，以确定有关参数和变量间的函数或数值关系。它既可再现实际运行中的稳态、动态和暂态过程，也可实现设想的状态和过程。其目的是：在规划中正确选择换流站位置和接入方式；在直流输电系统和换流站设计中确定系统条件、设备参数和额定值（见直流输电工程额定值）；在运行调度中决定合理的运行方式，制订事故处理和预防性技术措施，以提高交直流电力系统的安全性和经济性。

直流输电系统和交直流电力系统的数字模拟和计算分析按目的和数学方法的不同主要可分为解析计算、交直流潮流稳定计算和电磁暂态计算三大类。

解析计算 通过已知的物理原理和计算公式逐步进行计算。主要为制造厂家在设计中和用户在技术规范研究中所采用。解析计算包括直流系统稳态运行方式计算和主设备参数设计、交直流侧谐波分析和滤波器设计、可靠性等主要内容，一般只详细考虑直流系统本身而以简单的等值系统或参

数表示两端交流系统，多采用计算机程序计算。各制造厂家都已具备完善的计算程序，进一步发展方向是增加程序的自动化程度，减少干预要求，避免人为因素引起的错误。

稳态计算　根据直流系统的主要参数（见直流输电主回路参数）、接线方式、控制方式、换流变压器抽头调节方式以及运行整定值，在假定两端换流站交流母线电压恒定的条件下，利用换流器的稳态特性公式，求出各种运行状态参数，作为其他一切计算的基础。

主设备参数计算　在已知的线路电阻、换流站母线电压等外部条件下，根据规定的额定运行工况下的状态参数，计算直流系统主回路设备，主要是换流变压器的主参数。

无功补偿与配置计算　包括确定换流站所需的无功补偿设备类型、分组容量和总容量。无功补偿与配置方案应能够满足换流站和交流系统对无功平衡的要求，并综合考虑电压控制、交流滤波、可靠性、经济性等方面的要求等进行优化配置。

谐波计算和滤波器设计　主要功能为：根据直流系统主参数和各种稳态运行状态，可以利用已知的公式求出交流侧谐波电流源和直流侧谐波电压源的特征谐波分量；考虑各种参数的最大偏差，可用公式求出非特征谐波分量。有些计算程序还可采用蒙托卡洛模拟方法，求出非特征谐波源的统计分布规律，并取对应一定概率的非特征谐波分量作为设计值。根据无功补偿及分组要求、滤波性能要求和网络情况，提出滤波器的型式，计算滤波器元件参数和滤波器阻抗-频率特性，计算各种运行方式下不同滤波器投入方式的滤波性能，各元件的稳态额定值要求等。在计算交流滤波器滤波性能和额定值时，要合理考虑交流系统阻抗，在计算直流滤波器滤波性能和额定值时，要考虑换流器杂散电容的影响，在所有计算中都要考虑各种失谐因素。

可靠性计算　采用频率-时段、状态树等算法进行解析计算，对所设计的直流输电系统的可靠性和可用率指标进行计算，还可对各分系统的可靠性和可用率指标进行计算并据此对多重化、余裕和备品备件等进行设计。

交直流潮流稳定计算　潮流稳定计算主要是对整个交直流电力系统的综合计算，对电网的等值要适度，主要网架、电源和负荷都需完整保留，而直流系统只是全系统中的一个环节，因而可作适当的简化，只需保留其中对输送功率、吸收无功等有重要影响的特征和对应的稳态和动态控制功能。潮流稳定计算可分为潮流计算和稳定计算两部分。

潮流计算　潮流计算的目的是求解交直流电力系统稳态运行状态，除用作稳定计算的初始条件外，还用作无功补偿和电压控制，不同运行方式尤其是直流停运等事故状态设备的热容量校核等。交流电力系统潮流计算程序已很成熟，加上直流输电部分的潮流计算子程序（类似直流输电系统稳态计算程序），即可得到实现交直流交替计算的程序。交直流两部分的分割点一般选在换流站的交流母线，称作交流系统中的直流节点。这一节点的电压在直流系统计算时用作直流系统的换相电压，直流系统计算结果中的换流器交流母线复功率用作求解交流网络的负荷或电源，由此完成交直流系统的交替计算。

稳定计算　潮流计算的结果是稳定计算的输入条件，其中包括网络正序参数和初始运行条件。另外还需输入网络零序参数，发电机、静止无功补偿装置、串联补偿装置和直流等元件和分系统的动态参数。综合这些数据，稳定程序可以完成短路电流计算、小扰动稳定计算、大扰动稳定计算等功能，但从程序上看仍是一个整体。

（1）短路电流计算。交直流系统短路电流计算与常规交流系统短路电流计算没有本质区别。一般来说，直流换流器不向交流网络提供稳态短路电流，但由于换流变压器网侧一般采用中性点直接接地的星形接线，阀侧又必定有三角形接线的绕组，需计及其对单相短路电流的增加作用。

（2）小扰动稳定计算。又称静态稳定计算，其目的是计算和评估交直流电力系统在受微小扰动时保持在稳定运行点工作的能力。计算方法的数学基础是将电力系统网络非线性方程在其运行点线性化，获得以网络状态量为变量的常系数线性微分方程组，即状态方程，求解系数矩阵的特征根并按其实部是否有足够的负值以判断小扰动下的稳定性。在常规交流系统小扰动计算的数学模型的基础上，增加直流系统换流器状态方程的线性化方程，描述直流主回路运行的状态方程，更为重要的是增加直流控制系统的状态方程，便可得到交直流系统的线性化状态方程并进行特征根的求解。这种计算常在分析直流系统小信号功率调制的有效性及进行调制系统传递函数合成时采用。

（3）大扰动稳定计算。又称暂态稳定计算，其目的是评估交直流电力系统在特定的稳态运行状态下，发生一定型式的大扰动后，系统内同步电机恢复同步运行，系统电压恢复到一定的稳态水平的能力；用以评估不同的大扰动对系统可靠性和可用率的影响，决定是否需要采取措施将可靠性和可用率提高到可接受的水平。

交直流电力系统中的大扰动主要有：发电机故障切除、直流输电系统因故障（或无故障）部分或全部切除、变压器和线路等元件故障并切除、大负荷的投入或切除。其中线路故障最为常见，故障形式有各种短路、开路和复合故障。对于电力系统安全稳定要求，一般采用三道防线：①直流输电线路单极故障等单一元件故障扰动后，保护、开关及重合闸正确动作，不采取稳定控制措施，必须保持电力系统稳定运行和电网的正常供电，其他元件不超过规定的事故过负荷能力，不发生连锁跳闸。②直流输电线路双极故障等严重故障情况下，保护、开关及重合闸正确动作，应能保持稳定运行，必要时允许采取切机和切负荷等稳定控制措施。③故障后开关、保护拒动等多重故障，必须采取措施，防止系统崩溃，避免造成长时间大面积停电和对最重要用户（包括厂用电）的灾害性停电，使负荷损失尽可能减少到最小，电力系统应尽快恢复正常运行。

大扰动计算模型分两类：①对于交流网络，仍采用稳态模型，即求解潮流的模型。②对于发电机、动态负荷、静止无功补偿装置和直流输电系统等特殊元件，则采用准稳态模型，即只考虑这些元件与网络交换量中的工频正弦部分，仍以相量表示，但幅值和相位随时间不断改变。在计算过程中，直流系统与交流网络的交接点仍在换流站交流母线上，从交流网络得到电压，直流线路需采用微分方程表示，而换流器常采用外特性表达式。

暂态稳定计算为非线性微分方程的数值求解，每一时间步结合网络非线性方程的迭代求解。微分方程的解法分显式

积分和隐式积分两种，多采用隐式积分，网络方程多采用牛顿法求解。

国际上有影响的潮流稳定程序包有美国电力研究院（EPRI）的程序包、美国通用电气（GE）公司电力系统部的程序包、ABB公司的SIMPOW和西门子（SIEMENS）公司的PSS/E、NETOMAC等。中国主要应用的有BPA程序和中国电力科学研究院开发的综合稳定程序包。

电磁暂态计算 主要用于过电压和过电流等快速变化的电磁暂态过程的计算，其模型系统一般包括详细的直流系统和简化的交流等值系统。对于一些特殊的计算，如雷电波过电压、陡波过电压以及滤波器内电抗器过电压计算等，只需采用直流系统的一部分。随着计算机内存容量和计算速度的提高，交直流系统电磁暂态计算模型中可包含较详细的交流等值系统和一回甚至数回直流输电系统，并可考虑非常详细的直流控制保护系统。

自从20世纪60年代末开发出电磁暂态计算机模型后，电磁暂态计算程序发展很快，已臻成熟。直流输电系统的电磁暂态模拟与交流系统没有本质区别，只需处理换流阀的开通和关断。其方法有两种：①分立的可控开关模型，由外部的同步系统控制；②换流器模型，外部控制系统只需给出触发角度。应用最广泛的电磁暂态计算程序为EMTP和EMTDC。其中EMTDC程序尤其适合直流系统的电磁暂态计算。

发展动态 由于计算机技术的不断发展，对直流系统计算所采用的模型系统的规模基本上没有限制，计算程序的人机界面向图形化发展并已取得初步成功，模拟结果的图形输出已得到广泛采用，网络的图形输入也在逐步完善之中。另外，还开发出了潮流稳定计算的管理程序，对相关潮流方式和事故形式进行自动扫描和统计分析。在程序计算功能方面，已基本做到短路电流计算、小扰动稳定计算、大扰动稳定计算、网络等值等功能都能采用同一程序，数据统一，可以在大扰动稳定计算的过程中的任一状态下中断进行小扰动稳定分析。另外，还专门开发了电压稳定程序、长过程稳定程序、热稳定校核程序等。除在上述所有这些功能中都具有完善的直流模型外，为直流系统开发和正在开发的一些功能包括：①离线计算和在线计算的结合，即离线计算和直流工程控制保护系统模型和计算机语言的统一。②电磁暂态程序与机电暂态程序的结合，即在模拟计算程序中采用全网的准稳态模型（传统意义上的稳定计算模型），而在局部，如换流器部分采用电磁暂态模型，这样可提高模拟计算的准确性和效率。

zhiliu shudian xitong jiaoliuce lübo

直流输电系统交流侧滤波

(filtering at AC side of HVDC transmission system) 为抑制直流输电系统相连交流侧谐波而采取的措施。直流输电系统对于所连接的交流系统而言为谐波电流源，为使流入交流系统的谐波电流减小从而降低谐波电压（见直流输电系统谐波），以满足交流系统的电能质量要求，通常在换流站交流侧装设交流滤波装置（见直流换流站交流滤波装置）。根据交流滤波系统性能要求，选择交流滤波器类型，按照直流输电系统相连的交流系统条件，进行交流滤波器性能和定值计算。

交流滤波系统性能要求 交流滤波器设计应满足电压畸变和电话干扰两类性能要求。电压畸变常选取的指标有单次谐波电压畸变率D_n、总谐波电压畸变率THD，其中D_n多选用0.5%～1.5%，典型值为1.0%，THD多选用1%～4%。对于D_n，通常根据系统负序电压和背景谐波情况，划分为奇次谐波、偶次谐波和低次谐波（3、5次等）。电话干扰指的是对明线通信系统的影响，中国一般采用的指标是基于母线谐波电压的电话谐波波形系数$THFF$，典型值为1.0%。

交流滤波器类型 大部分直流输电工程的交流滤波器均采用无源交流滤波器，并以特征谐波为主，常用的有单调谐滤波器、双调谐滤波器、三调谐滤波器、二阶高通阻尼滤波器、C型阻尼滤波器等类型，通常一个换流站滤波器类型不超出3种。由于系统条件和背景谐波的影响，有的换流站需要考虑配置低次谐波滤波器。滤波器形式选择时要考虑的因素有：交流系统的频率变化范围、环境温度变化范围、对单次谐波电压要求的限制、直流低功率下无功平衡的限制、3次背景谐波电压水平和负序电压水平等。

交流滤波器性能和定值计算 在进行交流滤波器设计之前，需要确定相关的交流系统条件，包括交流系统电压和频率的稳态和暂态变化范围、负序电压分量、无功补偿方案和无功平衡范围、背景谐波、交流系统谐波阻抗等。滤波器的设计步骤有：选定滤波器组合方案，计算滤波器各元件参数；计算滤波性能指标是否满足要求，如不满足则选用另一种滤波器组合方案，如满足则计算各元件的稳态定值应力和暂态定值应力。交流滤波器性能设计首先应计算换流器产生的谐波电流，应取允许范围（1～50次）内的最大值。计算滤波性能应计及交流系统负序电压、背景谐波、交流系统谐波阻抗和滤波器失谐等各种因素，可分别计算出换流站母线单次谐波电压幅值，从而计算出各性能指标；通常采用分步计算法，即对于给定的直流运行方式，从最小输送功率至最大稳态过负荷功率，以一定的步长（通常取额定功率的5%）增加功率，按拟定的交流滤波器投入台数及组合形式计算滤波性能指标。稳态定值应力的计算用叠加原理考虑换流器谐波电流和背景谐波电压，与计算滤波性能的方法类似，并应考虑最不利的系统阻抗与滤波器阻抗的谐振情况；对各滤波器的每种元件，计算规范要求的所有工况后，选择最大的定值应力，并取一定的设计裕度作为滤波器元件的稳态定值应力。暂态定值应力的计算考虑交直流系统发生大的扰动时，如系统频率偏离稳态范围、线路接地短路故障、直流系统故障等情况，滤波器各元件出现的短时定值应力，通常用PSCAD/EMTDC等仿真程序计算。交流滤波器设计还应考虑与无功补偿和无功平衡的协调，通常换流站交流滤波器设计和无功补偿装置统一合并配置。交流滤波器设计最终要确定型式及元件参数、小组组数、大组组数、各种工况下的最小滤波器组数、综合无功和滤波控制的投切时间和顺序。通常，在额定输送功率下考虑一组滤波器为备用。

zhiliu shudian xitong jueyuan peihe

直流输电系统绝缘配合

(insulation coordination of HVDC transmission system) 为使绝缘故障率降低到经济上和运行上可以接受的水平，综合考虑直流输电系统中

可能出现的过电压、保护装置的特性和设施的绝缘特性，以合理地确定各种设备与设施的绝缘水平为主要内容的过电压防护与绝缘的综合设计。按设计对象来分，直流输电系统绝缘配合包括直流输电线路绝缘配合和换流站系统绝缘配合。

直流输电线路绝缘配合　直流架空线路绝缘配合的主要内容是选择线路绝缘子串的绝缘水平，确定架空线路的型式与每串的片数，确定杆塔的空气间距等。对于直流输电电缆线路，绝缘配合的内容主要是选择直流电缆本体及附件的绝缘水平。无论是哪一类线路，其绝缘水平均应同时满足线路上出现的长期运行电压、内部过电压和雷电过电压三方面的要求。

换流站系统绝缘配合　其主要内容为：过电压防护措施与避雷器配置方案的确定，各种避雷器特性参数的选择，换流站内各种设备绝缘水平、空气净距以及污秽外绝缘水平的确定。（见直流换流站绝缘配合）

确定换流站过电压防护措施和避雷器配置方案的原则是：①交流侧产生的过电压，尽量在交流侧就地加以限制，主要由接在交流母线上的避雷器来限制；②从直流侧侵入换流站的过电压，先由直流线路避雷器、直流母线避雷器和中性母线避雷器加以限制；③由于换流站内各种设备所受的电应力不同，各点的对地电位也不同，有些设备还是串联连接，为了降低设备造价并且实现对设备的安全保护，换流站还配备了各种不同类型和规格的避雷器（见直流换流站避雷器）。

在研究换流站的绝缘配合时，对换流站中各种避雷器的保护水平和特性参数均需作出选择。

换流站设备的绝缘配合一般采用惯用法。首先根据系统的运行条件确定最大连续运行电压和避雷器的额定电压；确定流过避雷器的配合电流和残压，从而确定避雷器的保护水平；按照规定的绝缘裕度则可得到设备的绝缘水平。同时，还需根据绝缘配合结果，计算换流站空气净距。

另一方面，换流站绝缘配合还要对换流站所在区域的污秽外绝缘水平进行测量和预测，提出适用于换流站全站设备选型的污秽外绝缘参数要求。

见直流输电系统过电压、直流输电系统保护。

zhiliu shudian xitong kekaoxing

直流输电系统可靠性

（HVDC transmission system reliability）　直流输电系统在规定条件下和规定时间内完成规定功能的能力。它是用于衡量直流输电系统完成其设计要求和功能的可靠程度、评价直流输电系统运行性能的重要指标。通常以概率值表示，即用一定量的概率来衡量可靠的程度。直流输电系统可靠性受系统设计、设备制造、工程建设、环境条件以及运行水平等各个环节的影响。主要用直流系统的停运率、停运时间以及所带来的送电能量的损失来评价。通过对直流系统的可靠性进行评价，以期对提高工程可靠性的措施进行分析，或对工程设备提出合理的可靠性要求。

直流工程可靠性主要统计指标　包括停运次数、等效停运持续时间、能量不可用率、能量可用率、能量利用率等。

停运次数　主要是由于系统或设备故障引起的强迫停运次数。对于双极直流系统，则分为单极停运，以及由于同时发生的同一原因引起的两个极同时停运的双极停运。对采用两个或多个阀组构成一个极的，还应统计阀组停运次数。

等效停运持续时间　通常以小时计量，为实际停运持续时间乘一系数。该系数为停运期间不可用容量与系统额定输送容量之比。其中，实际停运持续时间又分为由于系统或设备故障引起的强迫等效停运持续时间，和按照计划停运检修的计划等效停运持续时间。

能量不可用率　包括强迫能量不可用率和计划能量不可用率。强迫能量不可用率指强迫等效停运持续时间与统计周期小时数之比；计划能量不可用率指计划等效停运持续时间与统计周期小时数之比。

能量可用率　百分之一百减去能量不可用率的百分数。此处能量不可用率是指强迫能量不可用率和计划能量不可用率之总和。

能量利用率　所输送的电能量（kW·h）与统计周期内直流输电系统的额定输送电能量之比。统计周期内直流输电系统的额定输送电能量为直流输电系统的额定输送功率与统计周期小时数的乘积。

在分析直流输电系统强迫停运的原因时，通常按照 6 类设备的故障来进行分析：①交流设备及其辅助设备；②换流阀及其冷却系统；③换流站控制保护和通信设备；④直流一次设备；⑤直流线路或电缆；⑥其他原因，如人为的或不明的原因。

直流系统可靠性分析方法　通常包括：①对已投运的直流工程进行可靠性指标的统计及原因分析；②对影响可靠性的主要因素进行敏感性分析；③建立直流系统可靠性计算的数学模型，并对相关的计算条件和参数进行收集和假设，然后按照有关的计算方法进行计算分析；④对可靠性的等效经济指标进行评估；⑤提出工程可靠性的指标要求，主要是阀组、单极和双极的年强迫停运次数和直流系统的可用率，并按此提出相关的设计、制造、建设、运行和检修要求。

直流系统可靠性计算方法　通常采用解析法或模拟法来计算。解析法是建立描述系统可靠性的数学模型，根据状态之间的转移关系列出状态概率的状态方程进行有关计算，如马尔可夫过程研究方法、故障树法、FD 法等。模拟法是对系统进行数字仿真模拟，然后采用统计试验方法进行分析，如蒙特卡洛模拟法。在直流输电系统中，对直流系统可靠性分析中最敏感的故障因素是交流系统故障、换流变压器故障、换流站控制保护系统和换流阀及其辅助设备故障，其中又以电缆、换流变压器和换流阀的维修时间最长，影响系统可用率为最严重。对各设备元件的可靠性分析中，主要考虑的因素为设备的故障率、备品备件的数量、设备的维修周期和故障后修理和运输的时间，以及各子系统是否双重化和自动切换等。直流输电线路的故障率一般随线路的长度、经过的路径、沿途的气象环境条件，特别是覆冰、雷暴等情况的不同，会有很大的不同，需要结合实际情况，选取合适的参数来评估对直流系统可靠性的影响。

直流系统可靠性经济评估　主要涉及在强迫停运期间，要有补偿的送电容量或电量，这种临时的容量或电量往往价格较高。此外，就是故障的修复费用。

直流系统通常配有完全独立和完备的双重化快速控制保护系统，根据系统要求设计的过负荷能力，不同的运行方式

以及可降压运行的性能。这些特点或使直流输电系统的双极和单极停运率大大减少；或使当一极停运时不仅不影响另一极的运行，另一极还可采用过负荷运行方式；或者线路绝缘水平降低时还可降压运行。这些都将使故障时影响的输送容量减至最小，而大大提高直流输电系统的可靠性和可用率。

zhiliu shudian xitong keting zaosheng

直流输电系统可听噪声

（HVDC transmission system audible noise） 运行中的高压直流输电系统产生的，能被人耳听到的具有一定频率的压力波，可由单一频率的音响信号（纯音）或由各种频率的声音组成。主要有高压直流输电线路电晕放电产生的可听噪声、换流站设备机械振动产生的可听噪声两部分组成，严重时会对附近居民带来烦躁和不安。直流输电系统设计时需考虑抑制可听噪声水平。

产生机理 高压直流输电线路和换流站电力设备产生可听噪声的机理不同。

高压直流输电线路导线产生电晕后，伴随电晕放电，还同时会产生可听噪声。大量试验研究表明，直流线路电晕放电时产生的可听噪声主要来自正极性流注放电。（见直流输电线路可听噪声）

高压直流换流站电力设备的可听噪声主要来自于电应力（电压或电流）引起的设备机械振动。大多数设备的机械结构有几个固有的谐振频率，如果设备电应力频谱中的一个或几个频率与其一致，振动将会加剧并使声音增大。另外，由于交流/直流转换，会在高压直流换流站的交流侧和直流侧出现电流或电压谐波，使换流设备产生不同频率及强度的声音，增加了换流设备的噪声。换流站主要噪声源设备有换流变压器、电抗器、电容器、冷却风扇、开关装置、空调设备、冷却泵和换流阀。（见换流站可听噪声）

表征 直流输电系统可听噪声级主要通过A计权声压级和声功率级等指标进行表征。

噪声抑制措施 运行中的高压直流输电线路和换流站电力设备产生的可听噪声，严重时会给附近居民带来烦躁和不安。随着电压等级的升高，噪声抑制已成为设计直流输电系统必须考虑的重要因素。当预测的高压直流输电线路和换流站设备的可听噪声超过限值时，应当采取降噪措施。但是当所有设备在换流站现场安装后，几乎就不可能再准确确定单台设备的噪声级了，所以应把整个高压直流换流站可听噪声级的要求分解到对各相关设备的要求上，并在设备制造厂的实验室确认各设备的可听噪声级。表中给出直流换流站主要设备声功率级。

直流换流站主要设备声功率级

发 声 源		声功率级 [dB(A)]
高压直流换流变压器	额定负载	100～125
	无负载	90～110
高压直流平波电抗器		85～100
自调谐滤波电抗器		90～100
交流滤波器电抗器		70～90
交流滤波电容器组（壳式电容器）		60～105
冷却风扇（用于阀冷却的强迫通风冷却装置）	风扇转速大约 300rpm 冷却容量 30kW/300kW	大约 55/85
	风扇转速大约 900rpm 冷却容量 500kW/1300kW	大约 90/105
开关设备		105～130（脉冲噪声）

（1）直流输电线路降噪措施。可通过合理选择导线分裂形式、选用较粗的导线以及对连接部位采用防晕环等措施来降低电晕水平，进而抑制可听噪声。

（2）换流站设备降噪措施。一方面，在设备设计时应使设备的固有振动频率不同于主要的电磁频率，以尽量减小设备噪声辐射面的振幅，从而满足设备低噪声要求。另一方面，通过封闭或屏蔽等措施把声音限制在允许的区域内。例如：变压器和油浸式电抗器采用全包围隔声技术，无顶部时最多可降噪 14dB（A），有顶部时则可降噪 20～35dB（A）；对电容器塔的每一层分别设置声音屏障至少可降噪 10dB（A）。若设备安装之后，测量结果显示不能满足噪声限值要求，则还需进一步进行降噪处理。所以，最终有可能采用更多的封闭或屏蔽甚至有源降噪技术。

参考书目

赵畹君．高压直流输电工程技术．2版．北京：中国电力出版社，2011.

zhiliu shudian xitong sheji ruanjian

直流输电系统设计软件

（HVDC transmission system design software） 用于直流输电工程设计的一组程序集合。主要包括直流输电系统主回路参数计算模块、无功功率管理模块、交流侧滤波器设计模块、直流侧滤波器设计模块和主要元件损耗计算模块。

直流输电系统主回路参数计算模块 扫描计算直流输电系统在所有工况下的稳态特性。考虑的接线方式通常包括双极正常运行方式、单极大地回路方式和单极金属回路方式；考虑的运行方式通常包括额定电压运行方式、降压到80%运行方式和降压到70%运行方式；考虑的功率输送方向为正向和反向；考虑的功率水平通常以额定功率的5%为步长从10%的额定功率增长到150%的额定功率；计算的物理量通常包括换流器的触发角 α、换相角 μ、直流电压 U_{dc}、直流电流 I_{dc}、直流功率 P_{dc}、交流侧基波有功功率 P_{ac}、交流侧基波无功功率 Q_{ac}、交流侧基波视在功率 S_{ac}、换流变压器阀侧电压 U_{sec} 和换流变压器分接头位置等。

无功功率管理模块 基于直流输电系统稳态特性计算模块的结果，根据换流站与交流电网无功交换的约束条件，制订交流侧滤波器和无功补偿器的投切方案。（见直流输电系统无功功率补偿）

交流侧滤波器设计模块 一般包括三个子模块：①交流侧谐波电流计算子模块，扫描计算直流输电系统在所有工况下注入交流电网的谐波电流，考虑的因素包括交流电网电压的不对称和背景谐波、换流变压器的换相电抗偏差、换流变压器绕组的变比偏差、换流器的触发角偏差等。②交流滤波

器性能计算模块，在考虑交流电网等值谐波阻抗的条件下，制订交流侧滤波器的投切方案，并扫描计算所有直流输电系统运行工况下换流站交流母线电压的单次谐波畸变率和总谐波畸变率是否满足相关标准的要求。③交流滤波器稳态额定值计算模块，同样在考虑交流电网等值谐波阻抗的条件下，根据已制订的交流滤波器投切方案，扫描计算所有直流输电系统运行工况下交流滤波器中各元件的稳态电压值和电流值，并提取出所有运行工况下的最大稳态电压值和电流值作为交流滤波器的稳态额定值。（见直流换流站交流滤波装置）

直流侧滤波器设计模块　一般包括四个子模块：①直流侧谐波电压源计算子模块，扫描计算换流器在所有工况下其直流侧的等效谐波电压源，考虑的因素包括交流电网电压的不对称和背景谐波、换流变压器的换相电抗偏差、换流变压器绕组的匝数偏差、换流器的触发角偏差等，采用的模型通常为三脉动模型。②直流侧谐波电流计算模块，在已知所有工况下两侧换流器等效谐波电压源的条件下，扫描计算所有工况下直流输电线路上的谐波电流分布。③直流滤波器性能计算模块，在考虑装设直流滤波器的条件下，扫描计算所有直流输电系统运行工况下沿直流输电线路任意位置的等效干扰电流水平是否满足相关标准的要求。④直流滤波器稳态额定值计算模块，先按照最严酷的条件计算出所有运行工况下直流侧的等效谐波电压源，然后扫描计算所有运行工况下直流滤波器中各元件的稳态电压值和电流值，并提取出所有运行工况下的最大稳态电压值和电流值作为直流滤波器的稳态额定值。（见直流换流站直流滤波装置）

主要元件损耗计算模块　根据直流输电系统主回路参数计算模块所得到的结果，扫描计算所有运行工况下的换流阀损耗、换流变压器损耗、交流滤波器损耗、平波电抗器损耗和直流滤波器损耗。（见直流输电系统损耗）

zhiliu shudian xitong shuzi fangzhen

直流输电系统数字仿真

(digital simulation of HVDC transmission system)　利用数字计算机作为辅助工具，按照原型的数学描述所建立的数学模型进行数值计算，以分析研究直流输电系统动态和暂态过程的方法。

运用　直流输电系统数字仿真可用于交直流电力系统一般电磁暂态过程的计算，也可用于计算电力系统操作过电压和雷电过电压，并可计及金属氧化物避雷器的非线性特性。由于交直流电力系统的稳态波形实质上是每1/6或每1/12基波周期性重复一次的暂态过程组成的，所以数字仿真也用于交直流电力系统中比较精确的谐波计算。当系统中变量和参数对称时，计算结果中只有特征谐波。当系统中变量和参数不相等或不对称时，可求出非特征谐波的大小和相位。

直流输电系统的关键设备换流阀是一种电力电子开关器件，它不但具有强烈的非线性伏安特性，而且周期性地开通和关断，使换流器的阀通断组态不断变动，表征系统电路图形的拓扑结构也随之发生变化。因此，直流输电系统数字仿真的主要特点为：①从过程总体而言是一个非线性系统；②在换流器的阀通断组态不变的每一时段内，仍可视为线性系统；③凭借阀通断组态变化时刻前后状态变量的连续性，两相邻时段得以衔接，从而可能完成直流输电中被研究课题的整个过程的计算和分析。其实质是采用分时段求解线性系统的方法，来完成非线性系统的计算。通常采用时域分析方法求解分段线性系统，分状态方程法和离散化模型法两类，都大致有建立数学模型、选用合适的计算方法、编出相应的程序和在计算机上进行数值计算等步骤。

数学模型　状态方程法和离散化模型法的区别仅仅是对系统方程进行离散化处理的次序不同。离散化模型法是通过系统中的每个元件支路方程的离散化而形成整个系统方程的离散化，即由于局部的离散化而导致整体的离散化。而状态方程法对系统方程的离散化则是由于状态方程按步长的离散化计算而出现的。因此，这两种数学模型在本质上是一致的，即如果选用的积分公式相当，则两种数学模型所得的结果也是相当的。

状态方程法　用此法求解线性网络的步骤为：①根据描述单个元件特性的微分方程或代数方程导出描述整个系统状态的微分方程组，用一阶微分方程组并按规定的格式排列时，又称状态方程；②选择适当的数值积分公式对微分方程组进行离散化处理，并形成相应的离散化代数方程组；③利用递推法求解离散化代数方程组，最终得到网络在一系列时间离散点上的数值解。状态方程法的特点是直观、明了，但通常因每次建立阀通断组态不变的时间段内的整个系统状态方程比较复杂，而显得不够简捷。

离散化模型法　实际上是将状态方程法求解步骤的次序加以颠倒。其步骤为：①先选择适当的数值积分公式，把描述单个元件支路特性的微分方程作离散化处理，形成单个元件的离散化伴随支路模型；②用单个元件的离散化伴随支路模型建立整个系统的离散化伴随网络；③通过对整个系统的离散化伴随网络的计算，得到某个时间离散点上的数值解；④利用已求得的解，递推下一个离散时刻的单个元件离散化伴随支路模型；⑤重复②、③、④步骤，即可得到系统在一系列时间离散点上的解。离散化模型法的特点是将网络中所有储能元件等效为一个电导和一个与之并联的电流源，它体现着电路在这步计算之前的状态或“历史情况”，把网络的暂态分析转化为它的离散化伴随网络的直流分析。现在实用的程序都采用离散化模型法。

由于在直流输电系统中，只有换流器很少一部分电路经常发生周期性的电路通断变化，其余的直流和交流部分，除了故障及其处理操作外，均不发生变化。因此，可将整个系统分为整流器和逆变器两个常变块和送、受端交流电网以及直流电网等3个不变块。离散化模型法与分块法相结合，虽然块数增多，但每一块的阶数大减，故可以节省较多的机时。必要时，还可以并行地进行分块计算，以进一步节省机时。

积分公式　对数学模型精度起决定作用的是所采用的数值积分公式。数值积分公式的选择应考虑到选用的公式必须具有良好的数值稳定性，并且其局部截断误差也比较小。直流输电系统数字仿真中用的数值积分公式主要有龙格-库塔公式、梯形公式和吉尔公式等。

龙格-库塔公式是一种高精度的数值积分公式，但其数值稳定特性不是很好。龙格-库塔-梅逊公式是在龙格-库塔公式基础上发展成为能自动变步长以控制精度的计算公式。梯形公式是隐式的，是一种绝对稳定的数值积分公式，它的局部截断误差相对比较大，与分块法结合将更能发挥它的优

点。吉尔公式则是一种线性多步的数值积分公式，精度随阶数的增加而提高，其一阶至六阶公式是稳定的。这几种数值积分公式都各有优缺点，应根据具体的仿真任务，选择合适的数值积分公式。

程序和计算 直流输电系统数字仿真的主要困难在于换流器的仿真。换流器通过其中换流阀支路有规律的通断获得所需要的直流电压和电流，其网络拓扑是不断变化的。处理换流器时变拓扑（见直流换流器拓扑）的方法主要有中心程序法、随用随算法以及这两种方法的混合使用。

中心程序法 这种方法试图列出所有可能出现的阀通断组态下的网络方程，把它们存储起来，以便在任何时候都能找到一组相应于某一指定通断组态的方程。这种方法思路比较直观，但它一般只能适用于交流系统为强系统的直流输电系统在正常运行方式下的仿真计算。因为故障运行时，阀通断组态繁多，要想列出所有阀通断组态下的网络方程，把它们存在计算机的内存中，以便随时调用是不现实的。中心程序法的另一种变形是状态变量轮换法，这种方法试图利用6脉动或12脉动系统中对称变量的固有可轮换性，以减少状态方程的种类。

随用随算法 这种方法每当网络拓扑改变一次，相应地重建一次网络方程组。重建的方法各有不同，有的用变换矩阵导出各种组态下的网络方程，有的用分块法导出各种组态下的网络方程。

发展简况 对高压直流输电系统数字仿真的研究，在国际上大约是从20世纪60年代中开始的。中国开始这项研究工作也已有20多年，出现了许多数字仿真方法。高压直流输电系统数字仿真正向着仿真方法和仿真程序的标准化方向发展。ABB公司开发的SIMPOW程序，西门子公司开发的NETOMAC程序，加拿大马尼托巴高压直流中心开发的EMTDC程序，中国电力科学研究院开发的电力系统综合稳定程序，都可用于高压直流输电系统的数字仿真计算分析。

与别的研究方法（见直流输电仿真系统）相比，数字仿真不影响原型的安全生产，节省试验研究费用，易于实现参数的变化，甚至在无物理原型的情况下，也可以按人们构思的系统进行研究。但这种方法是根据人们的认识建立数学模型的，如果人的认识有不完善之处，将会因认识上的局限性而影响分析研究结果的准确性。

zhiliu shudian xitong sunhao

直流输电系统损耗 (HVDC system losses)

直流输电系统在传输功率中产生的功率损耗。这种损耗包括换流站损耗、直流线路损耗、接地极引线及接地电极损耗。

换流站损耗 大容量高压直流换流站的损耗通常占其换流站额定容量的0.6%～0.75%，比同容量的交流变电站的损耗大。换流站中额定工况下各主要设备的损耗比例见表。从表中可以看出，换流变压器和晶闸管阀（见晶闸管换流阀）的损耗是换流站损耗的主要部分。

换流站的损耗仅通过现场实测很难精确确定，一般是通过分别测试和计算各元件的损耗，再把这些损耗相加而求得。另外，换流站中各设备的实际损耗与其运行环境和运行工况有关。为了得到相对准确的换流站总损耗，必须根据整个高压直流系统的运行条件，指明各设备损耗所对应的运行环境和工况。通常，高压直流换流站的损耗计算是在交直流系统的额定运行条件下进行的。（见直流换流站损耗）

高压直流换流站主要设备损耗

序号	项目		损耗（%）	序号	项目	损耗（%）
1	换流变压器	空载	8～10	3	平波电抗器	5～8
		负载	41～43	4	交流滤波器	3～7
2	晶闸管阀		33～36	5	其他损耗	3～4

晶闸管阀的损耗计算，需要考虑阀的通态损耗（包括晶闸管元件的通态损耗、阳极电抗器的绕组损耗、铁芯的磁滞与涡流损耗及电抗器阻尼电阻损耗）、开通损耗、关断损耗（包括均压及阻尼回路的电容器充放电损耗）及断态损耗（包括均压电阻损耗）。

换流变压器的损耗由空载损耗和负载损耗两部分构成，通常比同容量的交流变压器损耗大，原因是流经换流变压器绕组的电流含有谐波分量。

直流线路损耗 直流线路损耗与线路长度成正比。包括与电压相关的损耗和与电流相关的损耗两部分。

与电压相关的损耗主要指线路电晕损耗和线路绝缘子串泄漏损耗，后者损耗量很小，一般可以忽略不计。在相同电压等级下，直流线路电晕损耗比交流线路电晕损耗小。中国电力科学研究院曾对500kV直流线路进行过实测，测得线路电晕损耗正极为3.1W/m，负极为3.6W/m。特高压直流线路的电晕损耗受气候条件与相对湿度影响很大，且双极性运行时比单极性运行单位长度的电晕损耗大1倍以上。测得的平均电晕损耗约为正极5.08W/m，负极5.6W/m。

与电流相关的损耗主要是流过线路的直流电流在直流线路电阻上产生的损耗，由于线路直流电阻与导体温升有关，这部分损耗在冬季与夏季有较大差别。

直流线路损耗还与直流系统运行方式有关。按损耗大小从小到大排序为：双极线并联运行、大地回线运行、金属回线运行。

接地极引线及接地电极损耗 接地极引线电压很低，只需考虑与电流相关的损耗（I^2R）。直流接地极的电阻很小，一般在0.3Ω以下，且其损耗与直流系统运行方式有关。当直流系统按单极-大地回路方式，或双极线并联-大地回路方式运行时，流过接地极系统的直流电流是负载电流，这种情况下应计算其损耗；当直流系统按双极对称运行时，流经接地极系统的电流仅为两极不平衡电流（正常情况下仅为直流系统额定电流的1%左右），由此产生的损耗可以忽略不计。

世界上第一条±800kV特高压直流输电工程——云南—广东±800kV直流输电工程，输电规模5000MW，输电距离约1373km，双极额定负载运行时，两换流站损耗为额定负载的1.266%，直流线路损耗为额定负载的4.54%。

zhiliu shudian xitong tiaozhi gongneng

直流输电系统调制功能 (modulation function of HVDC transmission system)

利用直流输电系统所连交流系统中的某些运行参数的变化，对直流功率或直流电流、直流电压、换流器吸收的无功功率进行自动调整，充分

发挥直流系统的快速可控性，用以改善交流系统运行性能的控制功能。这种调制功能也称为直流输电系统的附加控制（见直流输电控制系统分层结构）。一个直流输电系统是否需要设计某种调制功能，完全取决于它所连接的交流系统的需要，因此每个工程都可能不一样。常用的调制功能有功率提升（或回降）、有功功率调制、无功功率调制、频率限制控制、阻尼控制等。

功率提升（或回降） 当受端（或送端）交流电网发生严重故障时，有可能要求直流系统输送的直流功率迅速增大（或减小），支援受端（或送端）电网，以便使其尽快地恢复正常运行。这种调制功能也称为紧急功率支援。功率提升（或回降）功能的设计应考虑：①应设置一定的功率提升（或回降）级别。②控制装置应具有适当的接口，以便接收来自外部的信号，或者提取控制系统中的信号，去起动相应的提升（或回降）级别。③功率提升（或回降）功能应作用于双极功率指令或电流指令，且使直流传输功率增加（或减小）到所选择的提升（或回降）水平或增加（或减小）一个所选择的增量。其增长（或下降）速率应可调整，以适应交流系统变化的需要。④无论在单极运行还是双极运行情况下，都应能使用功率提升（或回降）功能。⑤单极运行时，无论该极处于功率控制下还是电流控制下，都应能使用功率提升（或回降）功能。⑥双极运行时，如果是双极功率控制，或两个极都是电流控制，功率提升（或回降）所增加（或减小）的功率应在两极间均分，使流入接地极的不平衡电流不超过功率提升（或回降）前的水平；当一极为双极功率控制，一极为电流控制时，功率提升（或回降）应尽可能由功率控制的极承担，电流控制的极不参与。

有功功率调制 有功功率调制的原理是在直流输电的控制系统中加入附加的直流调制器。当直流输电线路与交流输电线路并联运行时，可以利用交流线路的某些运行参数的变化（如线路有功功率或频率的增量等）来调节直流线路的传输功率，利用直流输电传输功率的快速可控性，使之快速吸收或补偿交流联网线路的功率过剩或缺额，起到阻尼作用，从而消除交流联网线路上的功率振荡和不稳定因素，并提高交流联网线路的输送容量。有功功率调制可分为大信号调制和小信号调制：①大信号调制针对系统大扰动提供事故紧急支援，仅在大扰动的紧急条件才可起作用，其目的在于提高交流联网线路的暂态稳定性，调制幅度可达直流联网线路额定传输功率的20%～50%。由于直流换流器的过载能力很小，采用大信号调制，直流系统应留有相应的容量裕度。②小信号调制针对系统小扰动为并联的交流系统提供正阻尼，其目的在于提高交流联网线路的动态稳定性，抑制功率振荡，调制幅度一般只有直流联网线路额定传输功率的3%～10%。

无功功率调制 借助换流器触发角的快速相位控制，改变换流器吸收的无功功率，改善交流系统电压稳定性。无功功率调制的调制信号来自测量的无功功率或交流电压偏差。直流系统是否采用无功功率调制，取决于所连接的交流系统的需要。例如，一些高压直流输电工程采用了低负荷无功优化功能，即当直流功率较低时，适当增大直流换流器的触发角，从而增加换流站的无功消耗，以防止换流站与交流系统交换的无功功率太多，导致交流系统电压太高。

频率限制控制 当两侧交流网受到干扰引起频率波动时，利用直流输电系统功率的快速可控性，通过调节系统间传输的直流功率使频率趋于稳定。特别对于与直流系统连接的交流网为弱小的孤岛系统时，当交流系统的发电丢失或线路故障引起频率波动时，通过调节传输的直流功率来维持系统稳定。频率限制控制在系统频率超出定义的频率范围时自动投入。当站间通信故障时，整流侧的频率限制控制不受影响；由于逆变侧的调制值要送到整流侧才起作用，所以当通信故障时逆变侧的频率限制控制不起作用。

阻尼控制 直流输电系统功率的快速可控性还可用于阻尼控制。如阻尼所连交流系统中的次同步振荡、阻尼低频功率振荡等。阻尼调制的效果取决于换流站在网络拓扑中的位置、调制信号的选取和控制策略的制定等。广域测量系统（WAMS）能在全网范围内精确测量和高速传递与低频振荡密切相关的信号。基于广域测量信息的直流阻尼调制可用于抑制区间振荡。

直流输电系统调制功能在实际电力系统中已得到广泛应用，其中功率提升（或回降）和有功功率调制一般用于交直流并联输电电网，无功功率调制一般用于直流输电系统低负荷无功优化，频率限制控制一般用于直流输电系统孤岛运行，阻尼控制一般用于多回直流协调控制。

zhiliu shudian xitong wugong gonglü buchang

直流输电系统无功功率补偿

(passive compensation of HVDC transmission system) 直流输电系统的换流器运行需要消耗无功功率，为保持换流站无功平衡，在每个换流站采取装设无功补偿设备的措施。直流输电系统无功功率补偿研究包括交流系统无功支持能力、无功补偿设备类型、容性无功补偿设备容量、感性无功补偿设备容量、无功补偿设备分组。

交流系统无功支持能力 交流系统帮助换流站进行无功平衡的能力。在直流系统大负荷运行时，利用换流站近区交流系统的部分无功电源进行补偿以达到少装容性无功补偿设备的目的；在直流系统小负荷运行时，利用换流站近区交流系统无功吸收能力吸收换流站的部分过补偿无功，以达到少装感性无功补偿设备的目的。充分利用交流系统无功支持能力可以减少换流站无功补偿设备和无功吸收设备容量（如电容器和电抗器），减少无功补偿设备的分组，节省相应的变电设备和控制保护设备，还可以降低直流系统突然停运时甩负荷过电压水平，以降低换流站设备造价。交流系统无功支持能力可以通过无功平衡和潮流程序进行计算，决定交流系统无功支持能力的一个最重要因素是运行方式选择，包括计算水平年、电网开断方式、开机方式和直流运行方式。

无功补偿设备类型 主要有三大类：第一类为机械投切的电容器和电抗器，其中电容器包括滤波电容器和普通电容器；第二类为静止无功补偿装置，仅当换流站所在电网薄弱，电压控制困难，可能发生电压问题时应用；第三类为调相机，仅当换流站所连接的交流电网相对直流输电系统容量太弱时应用。

容性无功补偿设备容量 换流站需要装设容性无功补偿设备容量可以采用式（1）计算

$$Q_{\text{total}} \geqslant \frac{Q_{\text{ac}} + Q_{\text{dc}}}{U_{\text{ac}}^2} + NQ_{\text{sb}} \tag{1}$$

式中 Q_{total} 为在正常电压下交流滤波器和并联电容器所提供的总无功；Q_{sb} 为正常电压下由最大的交流滤波器分组或并联电容器分组所提供的无功；N 为备用的无功补偿设备组数，通常为 1；Q_{ac} 为在决定无功供给设备容量时所假设的交流系统无功需求（负值表示交流系统提供无功的能力）；Q_{dc} 为换流器在设计工况下最大无功功率消耗值；U_{ac} 为换流站母线电压设计标幺值。公式物理意义为：在给定的直流系统运行方式下，换流器吸收最大的无功，满足交流系统需要的无功负荷，换流母线为较低电压水平，N 组最大的无功补偿设备不可用，换流站仍能够维持无功平衡。确定容性无功补偿设备容量时应计及直流最小功率至 2h 过负荷的功率水平，通常设计一组备用的无功补偿设备。

感性无功补偿设备容量 感性无功补偿设备容量可用式（2）计算

$$Q_r = Q_{fmin} - \frac{Q_{ac} + Q_{dc}}{U_{ac}^2} \tag{2}$$

式中 Q_r 为在正常电压下换流站并联电抗器吸收的总无功；Q_{ac} 为在计算无功吸收设备时允许从换流站流进交流系统的最大无功；Q_{dc} 为直流单极或双极最小运行方式时换流器的无功消耗；Q_{fmin} 为在直流最小运行方式时由于交流滤波器性能要求而必须投入的滤波器无功补偿容量；U_{ac} 为设计时考虑的交流母线电压标幺值。

无功补偿设备组数 容性无功补偿设备组数包括小组数和大组数。确定无功补偿设备组数时需考虑交流系统最大允许投切容量、无功补偿设备投切时稳态电压变化、无功补偿设备投切时暂态电压变化、最少滤波器分组数量要求。

交流系统最大允许投切容量 交流系统最大允许投切容量受无功补偿设备投切时稳态电压变化和暂态电压变化限制。投切小组无功补偿设备时不能引起直流系统运行方式的改变，不得造成换相失败，直流电压 U_{dc} 和直流电流 I_{dc} 最大动态变化不大于 0.05p.u.。切除大组无功补偿设备是一种非正常方式，要考虑断路器的遮断能力。

无功补偿设备投切时稳态电压变化 假定交直流系统其他所有运行方式不变，投入或切除一小组无功补偿设备，交直流控制系统达到新的稳态后，换流站交流母线电压的标幺值变化，一般不大于 1%～1.5%。

无功补偿设备投切时暂态电压变化 假定交直流系统其他所有运行方式不变，投入或切除一小组无功补偿设备，交直流控制系统动作前，换流站交流母线电压的标幺值突变，通常不大于 1.5%～2.0%。切除大组无功补偿设备，在交直流控制系统动作前，换流站交流母线电压的标幺值变化，一般不大于 5%。

最少滤波器分组数量要求 为了滤除各次谐波，需要采用调谐于不同频率的滤波器；为了保证在一组甚至两组滤波器因损坏退出运行时，直流系统能够维持运行，提高直流输电的可靠性和可用率，每种滤波器需要多于一组，对容性无功补偿设备中的滤波器分组数提出了一定的要求。

zhiliu shudian xitong xiebo

直流输电系统谐波

（harmonics of HVDC transmission system） 直流输电换流器的交流侧与直流侧的电流与电压中所存在的频率为换相电压基波频率整数倍的各正弦分量。换流器对交流系统来说它还是一个谐波电流源，而对直流线路来说它还是一个谐波电压源。谐波与基波的频率之比称为谐波次数，谐波的大小和相位可以从波形的傅里叶分析得到。直流输电系统的谐波有特征谐波和非特征谐波，谐波对交、直流系统中的设备及邻近的通信系统都有不良影响和危害，往往需要采取措施加以疏导和抑制，以符合有关技术标准的规定。

特征谐波 在理想条件下，换流器产生的谐波称为特征谐波，理想条件为：①换相电压为三相对称的正弦基波电压；②换流各相的换相电抗相等；③换流阀的触发脉冲等距；④换流器直流侧电流为一恒定的直流电流。

对换流器交流侧的电流波形、直流侧的电压波形进行傅里叶分析，可以推导出交流侧特征谐波电流和直流侧特征谐波电压。一个脉动数为 p 的换流器，在理想条件下，交流侧的谐波次数为 $h=kp\pm1$ 次，k 为正整数，其中 $kp+1$ 次为正序，$kp-1$ 次为负序，直流侧的谐波次数为 $h=kp$ 次。对 6 脉动和 12 脉动换流器，交流侧分别产生 5，7，11，13，… 次和 11，13，23，25，… 次的特征谐波；直流侧分别产生 6，12，18，… 次和 12，24，36，… 次的特征谐波。

交流侧谐波电流的大小与直流电流相关，还与触发角 α（或关断角 γ）和换相角 μ 有关，并且谐波次数越高其有效值越小。当换相角为零时（电流波形为宽 120°电角度的矩形波），h 次谐波电流的有效值为基波电流有效值的 1/h。谐波电流随换相角的加大或触发角（或关断角）的减小而减小。直流侧特征谐波电压的大小随触发角 α（或关断角 γ）的加大而增大并与换相角 μ 有关，而换相角 μ 又与直流电流、换相电抗以及 μ（或 γ）角有关。因此，12 脉动换流器比 6 脉动换流器的谐波特性有很大的改善，这也是换流站只采用 12 脉动换流器作基本换流单元的主要原因。12 脉动换流器是由换相电压的相位相差 30°的两个 6 脉动换流器串联而成，通常 30°的相位差是由换流变压器阀侧绕组采用Y和△接线来实现。

换流站交流侧谐波电流，按交流电网谐波阻抗的分布情况，流入交流电网，产生谐波电压，畸变交流电压波形；直流侧的谐波电压加在平波电抗器、直流滤波器和直流输电线路组成的直流网络上，产生谐波电流。为了计算这些谐波电压和电流的分布，通常是将换流站交流侧各次谐波电流视为谐波电流源，应用交流系统对应的各次谐波阻抗等值网络分别求解；而将直流侧各次谐波电压视为谐波电压源，应用直流网络对应的各次谐波的等值网络分别求解。也可以采用统一计算交、直流系统中特征谐波潮流的方法来进行分析。

非特征谐波 实际直流输电工程不可能运行于理想条件，在各种非理想条件下，换流器交、直流侧所产生的、除特征谐波以外的其他各次谐波。常见的非特征谐波有交流系统中的 3 次谐波以及由此而产生的换流器交、直流侧的非特征谐波，直流侧的 9 次和 18 次谐波等。非特征谐波的涉及因素较多、计算分析比较复杂，通常是对各种因素分别单独考虑，经简化处理，得出交流侧和直流侧的非特征谐波电流和电压，把它们视为谐波电流和电压源，来计算交、直流网络中的非特征谐波电流和电压的分布。

直流输电系统的特征谐波和非特征谐波也可以用（电磁暂态程序）EMTP 和（快速傅里叶转换）FFT 程序进行计

算分析，结果较为精确，交流系统部分可适当的简化。

谐波危害　直流输电系统所产生的谐波除对换流器本身的运行产生影响外，还对交流系统以及邻近的通信系统都将产生影响或危害。电力系统中运行的发电机、电动机、电容器、电抗器等电器设备，在谐波的作用下将产生附加损耗、发热和振动，也可能在某一谐波频率下发生局部的谐波谐振，使某些设备受过电压影响、过热或损坏。直流线路和有关交流线路的谐波电流和电压，通过电磁和静电感应，对邻近和并行的通信系统产生谐波噪声干扰，严重时可能使通信系统无法正常工作。此外，谐波对继电保护和自动装置的性能和动作、对测量仪表的准确度也可能产生影响。

谐波标准　为了减少谐波的影响和危害，许多国家都制定了自己的谐波标准，以限制电力系统中所允许的谐波含量。中国也于1993年发布了GB/T 14549—1993《电能质量　公用电网谐波》的国家标准，对电力系统中各点的谐波电压畸变率以及用户注入电力系统的各次谐波电流有效值均有规定。在进行直流输电换流站交、直流滤波装置设计时，一般按IEC 919-1所推荐的《高压直流输电系统的性能　第1部分：稳态条件》中关于交、直流滤波器的设计准则来考虑。

谐波抑制　为使谐波电压和电流满足谐波标准规定的要求，往往需要对谐波进行抑制以减少谐波含量。从理论上说，增加换流器的脉动数，可以提高特征谐波的次数，从而有效降低特征谐波分量。例如可以采用18及以上脉动数的换流器，以进一步减小谐波。但由于换流变压器绕组接线和绝缘都比较复杂，制造费用以及备品都要增多，因此实际工程中还没有采用过。在换流器交流侧抑制谐波的主要措施是装设换流站交流滤波装置以吸收谐波电流，使流入交流系统的谐波电流减小并从而降低谐波电压（见直流输电系统交流侧滤波）。直流系统的谐波主要受限制于直流线路对明线通信的干扰，在直流侧装设平波电抗器可减少谐波，当不满足要求时，则需考虑换流站直流滤波器装置（见直流输电系统直流侧滤波）。

zhiliu shudian xitong yinqi de citongbu zhendang

直流输电系统引起的次同步振荡　（HVDC sub-synchronous oscillation）　直流换流器控制系统与汽轮发电机扭振机械系统发生相互作用产生的不稳定扭振现象，简称SSO。它属于一种装置型次同步振荡，振荡频率段通常在10～40Hz范围内。

扭振机械系统　汽轮发电机大轴扭转运动的系统，一般用若干弹性连接的质量块即质量－弹簧系统描述。汽轮发电机是电力系统中实现机电能量转换的枢纽元件，也是扭振机械系统与电气系统形成相互作用的桥梁。受扰时大轴在同步旋转的趋势下，各质量块之间还会发生相对扭转。汽轮发电机扭振机械系统是弱阻尼的，或受瞬时不平衡转矩冲击时可能激起幅值很高且衰减缓慢的扭转振荡；或由于电气系统对发电机轴系扭振呈现负阻尼，可能导致发电机轴系扭振幅值不断增大的自发振荡，HVDC输电系统引起的SSO问题就属于这一种情况。

SSO机理　HVDC输电系统引起的SSO问题与HVDC控制系统特性有内在联系，主要是因为系统在低阶扭振频段内具有较高的增益和较大的相位滞后，从而形成一种寄生的正反馈作用。当发电机轴系由于某种原因受到电磁转矩的小扰动，则因为轴系扭振动态会产生瞬时转速摄动，进而导致换流阀触发角、直流电压、直流电流的扰动，导致直流电压和电流偏离平衡状态，而HVDC控制系统将感受到这种偏差并加以快速校正和调整，随之发生的电气系统动态过程会引起发电机电磁转矩的摄动，最终又反馈作用于发电机轴系。如果发电机转速变化与由此引起的电磁转矩变化之间的相位滞后（包括闭环控制系统的附加相位滞后）超过90°，则电磁转矩的摄动会加剧转速摄动，即出现负的电气阻尼，当电气负阻尼幅值超过轴系机械阻尼时，将使摄动响应愈演愈烈，导致扭振失稳，即产生SSO问题。

SSO分析方法　机组作用系数是IEC 60919-3标准推荐的一种用来表征发电机组与直流输电系统相互作用强弱的特性参量，其计算方法如下

$$UIF_i = \frac{S_{\mathrm{HVDC}}}{S_i}\left(1-\frac{SC_i}{SC_{\mathrm{TOT}}}\right)^2$$

式中UIF_i为第i台发电机组的作用系数；S_{HVDC}、S_i分别为HVDC及第i台发电机的额定容量；SC_i为不考虑第i台机组时换流母线的短路容量；SC_{TOT}为计及第i台机组时换流母线的短路容量。经验认为当$UIF_i > 0.1$时，HVDC系统与其临近的同步发电机组之间就存在较为明显的相互作用，需要采用其他方法（如时域仿真法等）详细研究发电机组的SSO问题。

用机组作用系数法来研究SSO问题是简单而实用的，它所需要的原始数据较少，并且容易得到，特别适合在新规划或设计直流输电系统时使用。而详细的电磁暂态模型仿真，是研究HVDC输电系统SSO问题的有效方法，并能够对直流控制保护进行优化设计。

SSO抑制措施　为规避HVDC输电系统引起的SSO问题，最佳方案是在电网规划时，强化直流输电送端相关火电厂附近的交流电网联络。在HVDC控制系统增加次同步阻尼控制器（sub-synchronous damping controller，SSDC），是抑制SSO的有效手段。次同步阻尼控制器通常采用与机组扭振频率范围相同的频带设计，如10～40Hz。同时，在相关电厂安装机组轴系扭振保护装置，如扭应力继电器（torsional stress relay，TSR），以确保发电机组的安全。中国贵州—广东第二回±500kV直流输电工程、东北—华北背靠背直流联网工程、呼伦贝尔—辽宁±500kV直流输电工程等，存在一定的SSO风险，均采用SSDC+TSR的控制和策略。

zhiliu shudian xitong yunxing fangshi

直流输电系统运行方式　（operation mode of HVDC transmission system）　由不同的直流系统接线方式或直流系统不同的控制方式所确定的直流系统稳态运行状态。不同运行方式的选择主要根据两端交流系统的要求，交、直流系统的运行条件和设备的状况以及运行的经济性等由运行人员或根据系统条件自动控制来决定。

接线方式　对于两端双极直流输电工程，由不同的直流系统接线方式确定的运行方式可分为双极或单极运行。①双极接线运行方式：它是由两端双极换流站及正负两个极导线

所组成，两端换流站的中性点均接地。为了减少双极停运次数，提高系统的可用率，某些工程设计为当一端接地极或接地极引线损坏时，则自动转为利用换流站内接地网为回路的暂时稳态运行方式。这种情况下必须保证双极直流电流完全平衡，并配有良好的控制和保护功能。②单极接线运行方式：对于双极直流工程，当一极中的某些设备故障，需要退出工作时，可自动转为单极运行。在这种情况下，单极可能的接线方式有单极大地回线方式、单极金属回线方式和单极双导线并联大地回线方式三种。对于这三种接线方式，由于直流回路的电阻不同，使得其损耗和运行费用也不同。

控制方式　对于两端双极直流输电工程，通常有不同的控制方式所确定的运行方式：①直流电流控制运行方式：运行中保持直流电流与整定的直流电流值相同。在运行中由于直流电压的波动，而不能保证直流功率恒定。②直流功率控制运行方式：运行中保持直流输送功率与整定的直流功率值相同。在运行中随着直流电压的变化，而改变直流电流值，来保持直流功率恒定。③全压运行方式（即额定电压运行方式）：极对地的直流运行电压控制为额定直流电压。这也是正常情况下的电压方式。④降压运行方式：极对地的直流运行电压控制为设计允许的降压电压值。通常取额定电压的70%～80%。这种运行方式是当遇到坏天气，或直流系统中某部分的绝缘强度降低，在额定电压下运行有困难时，为提高系统的可用率，而采用的一种运行方式。⑤双极平衡运行方式：运行中双极的直流电压和直流电流值完全相同，因此双极输送的直流功率也相同。此时接地极中的直流电流保持在设计允许的偏差之内。是双极系统的正常运行方式。⑥双极不平衡运行方式：双极中的一极（称为独立运行极）按照自行整定的参数（包括直流功率、直流电流或是否降压等参数）运行，另一极则将整定的双极输送功率值与独立运行极的输送功率的动态差值作为自己的输送功率整定值。双极不平衡运行方式有电压不平衡（双极电压不等）、电流不平衡（双极电流不等）以及电压和电流均不平衡（双极电压和电流均不等）等情况。在运行中可由运行人员根据具体情况来进行选择。⑦潮流反送运行方式：对于可双向送电的直流输电工程，则存在潮流反送的运行方式。⑧孤岛运行方式：对于送端靠近发电厂的直流输电系统，发电厂发出的电能经升压后不接入区域交流电网，而是直接接入整流站，进行远距离送电。此种运行方式对发电机和整流站的控制保护参数、交流断路器参数有不同的要求。⑨融冰运行方式：利用直流输电系统的过负荷能力等性能或通过更改主接线的方式，利用直流电流防止直流线路结冰或进行融冰（见直流融冰技术）。

zhiliu shudian xitong yunxing texing

直流输电系统运行特性

(operating characteristics of HVDC transmission system)　直流输电系统稳态运行时的直流电流与直流电压间函数关系的表达式或曲线。根据整流器和逆变器的各种控制方式，直流输电系统的基本运行特性主要有五种：①整流器定 α 角-逆变器定 β 角的运行特性；②整流器定 α 角-逆变器定 γ 角的运行特性；③整流器定直流电流-逆变器定 γ 角的运行特性；④整流器定直流电流-逆变器定直流电压的运行特性；⑤整流器定 α 角-逆变器定直流电流的运行特性。除此五种基本运行特性外，直流输电控制系统还可附加一些调节与控制功能，如低压限流、定直流功率调节、交流系统频率及无功功率调节等，以进一步改善直流输电系统的运行特性，或用以满足某些特定的要求。

图1中直流输电线路用T型等值电路表示，所标的直流电压和电流都是稳态平均值。在稳态情况下，它们与主电路中的电感 L 和电容 C 无关。以图1中输电线路始端的S点为界，可写出S点两侧的稳态伏安特性方程式。

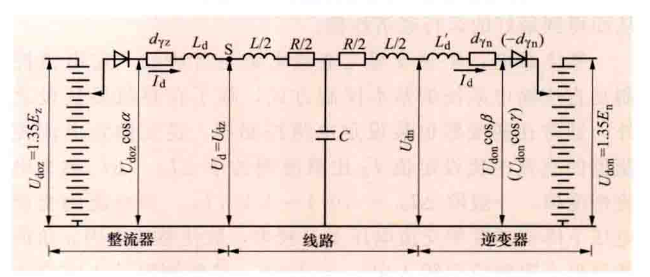


图1　直流输电系统等值电路

L、R、C—直流输电线路等值电路的电感、电阻和电容；下标z和n—整流侧和逆变侧有关的参量

(1) S点左侧，即整流器的伏安特性

$$U_d = U_{doz}\cos\alpha - I_d d_{\gamma z} \tag{1}$$

(2) S点右侧，即逆变器连同直流线路的伏安特性分为两种：

1) 当逆变器按定 β 角运行时

$$U_d = U_{don}\cos\beta + I_d(d_{\gamma n} + R) \tag{2}$$

2) 当逆变器按定 γ 角运行时

$$U_d = U_{don}\cos\gamma - I_d(d_{\gamma n} - R) \tag{3}$$

整流器定 α 角-逆变器定 β 角的运行特性　系统的运行状态由图2(a)确定。图2(a)中直线1是由式(1)确定的整流器定 α 角伏安特性；直线2是由式(2)确定的逆变器定 β 角伏安特性。两直线的交点M是系统的稳态运行点。

由图2(a)可见，两端都没有自动调节或只有定触发角开环调节的直流输电系统，其运行特性不好。例如整流器交流电动势从 E_z 上升到 E'_z，则定 α 特性平行地移到1′位置，系统新的稳定运行点为A点，直流电流增大到 I_{da}。同样，若 E_z 下降到 E''_z 则稳定运行点移到B点。直流电流减小到 I_{db}。由于直流输电系统的伏安特性的斜率一般较小，交流电压变动不多，就会引起直流电流和直流功率很大的变化。同理，逆变侧交流电动势的变动，也会产生类似的结果。因此，实际直流输电系统不采用这种两端均无自动控制功能的特性，而是在整流器和逆变器都装有自动控制设备，且两端之间还有通信联系。

整流器定 α 角-逆变器定 γ 角运行特性　整流器没有自动控制功能，逆变器采用定 γ 角控制器的直流输电系统运行特性如图2(b)所示，图中直线1是整流器定 α 特性，直线3是由式(3)确定的逆变侧定 γ 特性，系统稳定运行点为两直线的交点M。与图2(a)相似，采用这种控制方式组合的直流输电系统运行特性也不好。如果受端交流系统太弱，以致 $d_{\gamma zn} - R > d_{\gamma z}$，即出现如图2(b)中的特性1和3′的情况，则当 I_d 稍有增大时，整流器直流电压将比逆变器反电压降低得少，导致 I_d 恶性循环地增大；而当 I_d 稍有减小时，逆变器直流电压将比整流器直流电压增大得还要多，从

而使 I_d 恶性循环地减小，直流输电系统无法在 M 点稳定运行。

整流器定直流电流-逆变器定 γ 角运行特性　整流器定直流电流特性如图 2（c）和（d）中的直线 AB 所示，图中还画出了整流器的最小 α 限制特性。正常时，系统运行在整流侧定直流电流特性与逆变侧定 γ 特性的交点 A，利用整流器的定电流控制维持直流电流在设定值，同时利用逆变器的定 γ 角控制在逆变器安全运行的条件下保持直流电压最高，从而得到最好的运行经济性能。

整流器定 α 角-逆变器定直流电流运行特性　定电流控制是直流输电系统的基本控制方式，除了在整流器装设之外，通常在逆变器也装设定电流控制器。逆变侧定电流控制器的直流电流设定值 I'_{d0} 比整流侧的小 ΔI_{d0}，ΔI_{d0} 称为电流裕度值，一般取 $\Delta I_{d0}=(0.1\sim0.15)I_{d0}$。当整流侧交流电压下降或逆变侧交流电压上升较多，致使整流器因 α 角调节到最小限制值而转入定 α_0 运行时，逆变侧即转入定直流电流运行，直流输电系统的运行点分别移到图 2（d）中 C 或 D 点。

整流器定直流电流-逆变器定直流电压运行特性　如图 2（e）所示，正常运行时整流器利用定电流控制维持直流电流在设定值，同时逆变器利用定电压控制来维持直流电压运行在设定值，直流输电系统稳态运行点为两直线的交点 A。当受端为弱交流系统时，逆变器采用定直流电压运行，有利于提高换流站交流电压的稳定性。图 2（e）中还给出整流器的最小 α 限制特性以及逆变器的最小 γ 控制特性，逆变器的最小 γ 控制特性是为了减小换相失败发生几率而装设的，它只在 $\gamma<\gamma_0$ 时才进行调节。

图 2　直流输电系统的基本运行特性

(a) 整流器定 α 角-逆变器定 β 角；(b) 整流器定 α 角-逆变器定 γ 角；(c) 整流器定直流电流-逆变器定 γ 角；(d) 整流器定 α 角-逆变器定直流电流；(e) 整流器定直流电流-逆变器定直流电压

1、1′、1″—定 α 角特性；2—定 β 角特性；3、3′—定 γ 角特性

除了可利用换流器的触发角控制之外，还可以利用整流侧和逆变侧换流变压器的带负荷调压分接头来改变运行特性，但要通过机械动作来实现，需时达秒级，比触发角调节慢得多，所以一般只能用于提高经济性的调节。

zhiliu shudian xitong zhiliuce lübo

直流输电系统直流侧滤波

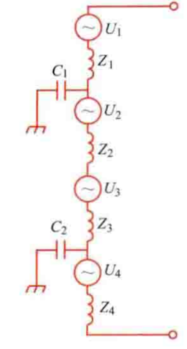
（filtering at DC side of HVDC transmission system）　为抑制直流输电系统相连直流侧谐波而采取的措施。直流输电系统对于直流侧为谐波电压源，为减少流入直流线路的谐波分量（见直流输电系统谐波），减小对直流极线和接地极引线沿线明线通信的干扰，通常措施是在两端换流站直流侧装设直流滤波器（见直流换流站直流滤波装置），并利用平波电抗器和中性点电容器抑制直流侧谐波的影响。直流滤波器是专门为降低流入直流线路和接地极引线中的谐波电流而装设的，一般连接于极母线和极中性线之间。平波电抗器相当于串接于主回路上的大阻抗，能起到抑制直流侧谐波的作用。中性点电容器为流过换流变压器杂散电容入地的谐波电流提供就近返回中性点的通道，一般电容值采用数十微法或更大。根据直流滤波系统性能要求，选择直流滤波器类型，按照直流输电系统相连的直流系统条件，进行直流滤波器性能和定值计算。

直流滤波系统性能要求　通常采用等效干扰电流 I_{eq} 作为性能要求。等效干扰电流 I_{eq} 是指线路上所有频率谐波电流对邻近通信线路的综合干扰与单一等效导线单个频率的谐波电流所产生的干扰作用相同，常计算送端和受端换流器产生的工频的1～50次的噪声加权到 800Hz 的等效残留电流。现代直流侧谐波分析时，对 12 脉动换流器都采用准确的 3 脉动直流谐波模型（见图），考虑中性点对地电容值和换流变压器对地杂散电容的影响。实际直流工程中，直流滤波系统性能要求提出在直流滤波器全投情况下，沿直流线路走廊的任意位置和两端接地极引线走廊的任意点，等效干扰电流最大允许值，一般取 1.5～3A；随着现代光纤通信技术的广泛应用，等效干扰电流限制标准有逐步放大的趋势。

直流滤波器类型　一般具有架空线路的直流输电工程都配置直流滤波器，而背靠背直流输电工程和电缆工程可不考虑直流滤波器；大部分直流滤波器均采用无源直流滤波器，常用的类型有双调谐滤波器和三调谐滤波器，如常用的 12/24/36 次三调谐滤波器，三个调谐点频率分别为 600、1200、1800Hz。直流滤波器的一个重要参数是高压电容器的电容值，滤波器的滤波能力与这一电容值的大小成正比，而滤波器成本也与该电容值成正

比。也有工程采用有源直流滤波器，除无源部分外在滤波器支路加入可控的直流电压源，以满足性能要求。

直流滤波器性能和定值计算　在进行直流滤波器设计之前，需要确定平波电抗器配置方案、中性母线上装设的对地电容值。确定直流滤波器元件参数是一个反复的过程，通常步骤是：选定直流滤波器类型和调谐频率后（主要针对特征谐波），先确定高压电容器的电容值，再计算得到其他各元件参数，从而确定一组滤波器元件参数；然后计算滤波器性能（等效干扰电流），若性能不满足要求，就重新调整直流滤波器元件参数，进行优化，直到性能满足要求为止；最后计算各元件的稳态定值应力和暂态定值应力。在直流滤波器中，高压电容器所占费用最大，因而，在滤波性能满足要求情况下，高压电容器的电容值越小越经济，典型值为1.2～1.5μF。计算直流滤波性能采用串联连接的断口网络阻抗模型，将直流线路分成若干段均匀的分布参数模型，性能计算时一般只考虑滤波器的失谐因素。稳态定值应力通过分别计算整流侧和逆变侧产生的谐波电流，再叠加得到各支路的各次谐波电流幅值，从而计算出各元件的稳态定值应力，并应考虑最不利的元件偏差；选择规范要求的所有工况下最大的定值应力，并取一定的设计裕度作为滤波器元件的稳态定值应力。暂态定值应力指的是交直流系统发生大的扰动时，滤波器各元件出现的短时定值应力，通常用PSCAD/EMTDC等仿真程序计算。



12脉动换流器的3脉动直流谐波模型

U_1～U_4—3脉动谐波电压源；Z_1～Z_4—$\frac{1}{4}$ 12脉动换流器内阻抗；C_1、C_2—换流变压器对地杂散电容

参考书目

赵畹君．高压直流输电工程技术．2版．北京：中国电力出版社，2011.

zhiliu shudian xianlu

直流输电线路

（HVDC transmission line）　以直流电压电流方式传输电力的线路。直流输电线路两端采用换流站与交流输电线路连接，直流输电线路可以采用正、负极同时工作方式运行，也可以采用金属或大地回路单极运行，适于远距离输电。

特点　在直流输电线路中，“极”的概念可类比于交流输电线路中的“相”。但从电力传输的技术要求来看，交流输电线路必须三相完整才便于运行，而直流输电线路中的极（正极或负极）却能独立工作，任何一极加上回流电路或金属回路就能独立输送电力。直流输电线路双极同时工作称为双极平衡运行方式，是直流输电线路的主要运行方式。仅某一极工作称为单极运行方式，只在某些条件下运行。

回流电路是直流输电线路的一个特定的组成部分，是指两侧换流站（逆变站）中性点间的电气连接电路，由两侧的接地极线路、接地极和大地（海水）构成，它在直流输电系统中发挥着特定的作用。双极平衡运行时，回流电路仅通过较小的不平衡电流，起钳制电位作用；单极大地回路运行时，作为电流回路部分通过负荷电流；单极金属回路运行时，一般断开回流电路，回流电路无电流通过。

在输送功率和输送距离相同的条件下，直流输电架空线路的造价比交流输电线路低约20%～30%。因此，当输电距离达到某一长度时，直流输电线路比交流输电线路节省的那部分费用将抵偿直流换流站比交流变电站增加的费用。这一输送距离称为交直流输电的等价距离。在相同的可比条件下，当输电线路的长度大于等价距离时，采用直流输电比交流输电经济性好。因此，直流输电线路适合于远距离输电。

分类　直流输电线路同交流输电线路一样，也可分为直流架空输电线路、直流电缆线路和直流架空-电缆混合输电线路。一定条件下选择直流输电方式在于直流架空输电线路的经济性优于交流架空输电线路，直流电缆输电线路的经济性优于交流电缆输电线路。

直流架空输电线路　直流架空输电线路与交流架空输电线路有较大的相似性，也是通过绝缘子和杆塔将裸导线架设于地面上。直流线路只有两极，材料耗量少，杆塔负荷相对小。在电气特性方面，稳定的直流电场易于积污，绝缘设计必须加强；线路对地距离的设计还要考虑离子流与合成场强；直流线路的电晕小于交流线路；直流线路的无线电干扰、可听噪声主要由正极性导线产生，也小于交流线路。

直流电缆线路　直流电缆不存在交流电缆的充电电流问题，适合于各种长度，特别是长距离的输电。直流电缆的绝缘层承受直流电场作用，电场强度按绝缘电阻分配，并由于温度的变化发生改变。直流电缆绝缘的击穿强度较高，电压作用时间增加而下降的趋势不像交流条件下那么明显。直流电缆绝缘层的工作条件好于交流电缆，因此，直流电缆造价相对较低。直流电缆线路一般用于海底等不能架设架空线路的路段，单独构成或与陆上架空部分混合构成直流输电线路。

接地极线路　连接直流输电换流站直流侧中性点与接地极之间的引线。接地极线路可采用架空线路，也可采用电缆线路。接地极线路一般长约数十千米至百余千米，首端电压最大约为数千伏，末端电压近乎为零。工程多数采用架空线路。

根据直流输电系统的不同运行方式，通过接地极线路的电流范围变化很大。对于双极直流输电工程，正常双极平衡运行方式时，理论上通过接地极线路的电流为零，但因设备参数的差异和稳定控制的要求，会有数值很小的不平衡电流通过。早期直流工程的不平衡电流不大于极导线电流的1%，随着技术的进步，现在一般可控制在10A左右。对于单极大地回路运行条件下，接地极线路的电流达到最大值，等于极导线的电流。因此，接地极线路导线的选择必须与极导线配合，但该电流不是接地极线路导线选择的控制条件。考虑到这种运行方式时间较短，等截面选择接地极线路导线经济性不好，一般按热稳定要求选择较小的导线总截面。

接地极线路的绝缘不按过电压条件配置。正常双极平衡运行方式时，接地极线路上电压基本上为零。接地极线路上的最大正常运行电压出现在单极大地运行方式下，主要是负荷电流在导线上的压降，靠近换流站端最高，约为几千伏，靠近接地极端最低。按绝缘要求，可用一片绝缘子。考虑到可能出现零值绝缘子，一般采用两片绝缘子以上的直流绝缘

子。由于绝缘水平低，雷电击穿概率很高，并且击穿后可能会由于续流形成稳定的电弧，造成绝缘子损坏发生掉线。一般在绝缘子串两端加装招弧角保护绝缘子。在雷暴日大于40日/年的地区，接地极线路架设单根避雷线。靠近接地极的避雷线对地采取绝缘措施。

接地极线路的杆塔可根据机械负荷选择。导线一般分成两组对称地布置在杆塔两侧。当采用铁塔时，在接地极附近一定范围内，采取技术措施使铁塔基座与大地绝缘，防止铁塔电腐蚀。

发展概况 早期的直流输电线路是直流电源至直流负荷的直供线路，没有两端的换流和逆变设备。输送容量小、电压低、距离短。

1882年德国建成2kV、1.5kW、57km的直流送电线路。1889年法国建成125kV、20MW、230km的直流送电线路。

近代换流和逆变设备的出现和发展促成了高电压、大容量、远距离的高压直流输电。

1954年瑞典建成第一条100kV、20MW、95km采用汞弧阀的工业性直流电缆输电线路。

1977年在上海建成31kV、5MW、9km的试验电缆线路。

1987年在舟山建成100kV、50MW、54km电缆线路。

1990年建成的葛洲坝—上海±500kV直流输电线路是中国第一条直流架空输电线路，输送容量1200MW。

2007年起，葛洲坝—上海±500kV直流输电线路开始技术改造，并与三峡地下电站送上海的直流输电线路共架，成为中国第一条同塔双回直流线路，2010年4月投产。输送容量为2×3000MW，线路长度1050km。

2010年6月建成中国第一条特高压直流输电线路——云南—广东±800kV特高压直流输电线路（见*云南—广东±800kV直流输电工程*），输送容量5000MW。

截至2014年5月，中国共有哈密南—郑州±800kV直流输电线路（见图）等多条直流输电线路投入运行，最高电压±800kV、最大输送容量6400MW、最长输送距离1907km，总输送容量超过40GW。



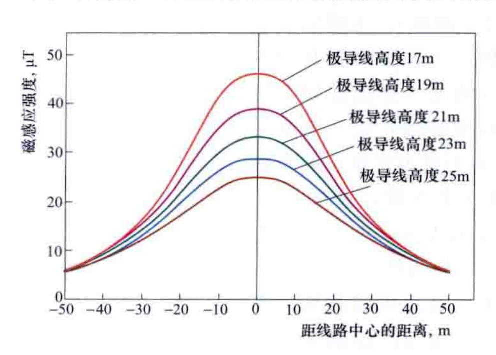
哈密南—郑州±800kV直流输电线路

zhiliu shudian xianlu cichang

直流输电线路磁场

（magnetic field of DC transmission lines） 直流输电线路导线中的直流电流产生的恒定磁场。其大小与直流导线的电流大小成正比。描述磁场的物理量为磁感应强度和磁场强度，在各向同性线性媒质中，它们之间存在着简单的线性关系，研究两者是等效的。对于直流输电线路磁场而言，一般采用磁感应强度进行描述。与合成电场不同的是，在直流输电线路附近，只要不是磁性物质，磁场通常不会由于该物体的存在而发生畸变。

中国±800kV直流工程的额定电流为3125～5000A左右。图中给出了直流线路极间距为22m，在双极运行方式下，电流为4000A时地面恒定磁场的横向分布，图中曲线从上到下对应极导线高度为17～25m。当极导线对地高度取18m时，线下地面最大磁感应强度小于50μT。地球上大部分地区的大地磁场的磁感应强度为20～70μT，中国大陆为40～60μT。可见，直流输电线路在额定电流下运行，线下地面恒定磁场与中国大陆南方的大地磁场处于同一水平，不会对健康造成不利影响。由于直流输电线路运行时产生的恒定磁场与大地磁场相差不大，要通过测量将其分辨出来非常困难。



±800kV直流输电线路地面恒定磁场的横向分布

仅少数国家专门制定标准对直流输电线路运行时产生的恒定磁场予以限制。中国DL/T 1088—2008《±800kV特高压直流线路电磁环境参数限值》中规定，±800kV直流输电线路下方的磁感应强度限值为10mT。国际非电离辐射防护委员会（ICNIRP）建议恒定磁场的公众曝露限值取400mT。可见，恒定磁场的限值对于直流输电线路的设计不会起到制约作用。

zhiliu shudian xianlu dianci huanjing

直流输电线路电磁环境

（electromagnetic environment of HVDC transmission line） 运行中的直流输电线路周边空间的电磁现象的总和。直流输电线路对环境的电磁影响包括合成电场、空间离子电流、无线电干扰、可听噪声和直流磁场的影响等方面。此外，直流输电线路和有关交流线路中的谐波对邻近并行的音频信道也可能引起干扰。

见*直流输电线路合成电场*、*直流输电线路离子流密度*、*直流输电线路磁场*、*直流输电线路无线电干扰*、*直流输电线路可听噪声*。

zhiliu shudian xianlu hechengdianchang

直流输电线路合成电场

（total electric field of DC transmission lines） 直流输电线路导线所带电荷产生的静电场（标称电场）和导线电晕导致的空间电荷（导线电晕放电产生）产生的电场的相量叠加的总电场。前者与导线排列的几何位置有关，与导线的电压成正比；后者大大加强了

由导线电荷产生的标称电场，最大合成电场有可能达到标称电场的3～3.5倍。合成电场的单位通常用千伏/米（kV/m）表示，合成电场的大小主要取决于导线电晕放电的严重程度。高压直流输电线路线下的合成电场普遍高于同一电压等级的交流线路线下的工频电场，不能把合成电场和工频电场等同起来，因为在正常运行的直流输电线路下，不存在交流输电线路的通过电容耦合的感应现象，在相同的电场强度下两者产生的效应也是不同的。

分布特性及影响因素　在无风的理想条件下，合成电场受空间电荷随机变化的影响，会出现一定程度的波动，但变化很慢，基本可以视为不随时间变化。合成电场的大小与导线表面电场强度及电晕起始电场强度有关。导线表面电场强度与导线结构，包括分裂数、子导线直径、极导线间距和导线对地高度等有关。电晕起始电场强度与导线表面状况和天气等因素有关，表面粗糙导线的起晕电场强度比光滑导线的低，湿导线的起晕电场强度比干导线的低。当直流线路的几何尺寸确定之后，若导线表面电场强度越高，电晕起始电场强度越小，则合成电场越大。因此，降低导线表面电场强度和提高电晕起始电场强度均可以减小合成电场。

测量方法　直流输电线路的地面合成电场采用合成电场仪测量。合成电场仪应能同时测量出地面合成电场的大小和极性。合成电场仪主要包括测量探头和数据显示器。测量探头一般采用高度不大于100mm的旋转伏特计（又称场磨），一方面要能准确测量合成电场，另一方面又能把截获的离子电流泄入大地。为了正确测量开阔平坦区域直流线路下方的地面合成电场，在测量区域及周边应没有电场畸变，所选择摆放测量探头的通道及其周围应尽量平整、无杂草树木、无建筑物，并且附近应当没有其他输电线路，以免对正常测量产生干扰。在测量时，所有工作人员及测量设备应离测量探头3m以上。为了在相同条件下评价直流线路的地面合成电场，使测量有重复性，测量应在风速不大于2m/s且相对湿度为30%～90%的条件下进行。进行测量时，在直流线路档距中央导线弧垂最低位置下方的地面、沿垂直线路方向布置测量探头，相邻两个测点之间的距离应在3～10m。在地面合成电场的最大值位置附近，两相邻测量点之间的距离可取1～2m。

限值　一般通过直流输电线路下的大量人体感受试验，判别人在直流线路下的直接感受程度。美国的直接感受试验表明，对穿普通鞋的人，当电场强度为30kV/m时，毛发和皮肤才开始出现刺激感。国际非电离辐射防护委员会（ICNIRP）指出，对大多数人，因表面电荷引起烦恼的感觉不会发生在电场强度25kV/m之下。苏联研究合成电场效应后认为，直流线路下的允许合成电场可达50kV/m。合成电场对人的作用主要是使人体表面产生感应电荷，其生物效应主要是人体表面电荷与皮肤相互作用的直接感受和电荷放电给人带来的刺痛感。中国电力科学研究院在直流线路下进行的人体直接感受试验表明：毛发和皮肤对合成电场最敏感。在地面电场强度小于30kV/m的地方，皮肤感觉不明显；在地面电场强度为30、35、38、44kV/m的地方，外露皮肤的感觉分别为有微弱刺激感、较明显的刺激感、很明显的刺激感和刺激感很强烈。离开高合成电场区后，皮肤刺激感立即消失，无任何不适反应。世界卫生组织（WHO）2004年总结了合成电场对人体影响的研究，认为没有任何试验结果表明，在日常生活中接触的合成电场对人体的健康有害，并且也没有任何研究表明，曝露于合成电场中会对人的健康产生慢性的或迟发性的不利影响。在直流输电工程设计中已考虑将电场控制在使人体无明显直接感受和放电可感知及以下程度。中国DL/T 436—2005《高压直流架空送电线路技术导则》和DL/T 1088—2008《±800kV特高压直流线路电磁环境参数限值》中规定直流线路下地面最大合成电场不应超过30kV/m，这个限值使人在直流线路下一般不会出现明显的刺激感。

参考书目

刘振亚．特高压直流输电工程电磁环境．北京：中国电力出版社，2009.

赵畹君．高压直流输电工程技术．2版．北京：中国电力出版社，2011.

zhiliu shudian xianlu keting zaosheng

直流输电线路可听噪声　(audible noise of DC transmission lines)

直流输电线路运行时导线、绝缘子和金具发生电晕放电时产生的电晕噪声。由于电晕放电时空间电荷的积累和分布状况不同，正极性导线产生的可听噪声要远远大于负极性导线。

频谱特性和横向衰减特性　图1为直流输电线路电晕产生的噪声与环境噪声的频谱图。可以看出，后者在100Hz以后明显衰减，而前者在频率很高时才开始衰减。这样，在环境噪声较低的场合，电晕产生的噪声很容易分辨。正是这一特性，输电线路电晕产生的噪声才给人在听觉上一种异常感。交流输电线路可听噪声由宽频带噪声和纯音组成，而直流输电线路可听噪声不含纯音。主观评价结果表明：在50dB（A）噪声水平，交直流输电线路可听噪声产生的烦恼程度基本相同。高于此水平，直流输电线路的噪声更令人烦恼，这与直流输电线路可听噪声不含低频纯音有关。直流输电线路可听噪声主要源于正极性导线，其横向衰减特性基本上关于正极性导线对称。因此，在评价直流输电线路的可听噪声时，参考点一般选在正极性导线之外。随距离增加，可听噪声比合成电场、无线电干扰衰减要慢。在线路邻近民房时，应注意选择合适的导线控制噪声源的强度，不能仅靠抬高导线和增加房屋与线路之间的距离来处理可听噪声。

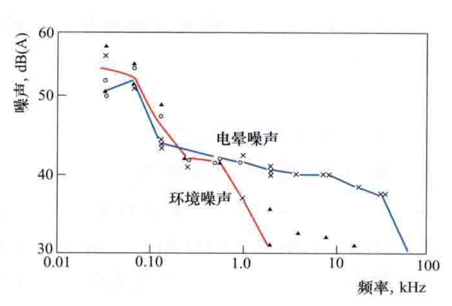


图1　直流输电线路电晕产生的可听噪声与环境噪声的频谱

影响因素　雨天时直流输电线路导线的起晕场强比晴天时的低，导线周围的离子比晴天时的多。下雨初期，导线表面离子浓度不大时，电晕放电比晴天时的稍强。下雨延续一段时间后，导线起晕场强进一步降低，导线表面离子增加，使得导线不规则的面都被较浓的电荷所包围，减小了电晕放

电强度，使可听噪声较晴天反而有所减小，雨天时的可听噪声比晴天时的小约6dB（A）。图2给出了交直流输电线路可听噪声随天气变化的测量曲线，可以明显看到交直流输电线路可听噪声随天气变化的差别。空中飘落物（如昆虫、灰尘、蜘蛛网、植物、树叶、鸟粪等）附着在直流输电线路导线上后，会使导线局部表面场强增大，可听噪声增加。这些飘落物会随季节变化，夏季较多，冬季较少。因此，直流输电线路的可听噪声在夏季较大。对同一结构的线路，电晕噪声将随海拔的增加而增加。根据相关资料，海拔每增加300m，可听噪声增加约1dB(A)。

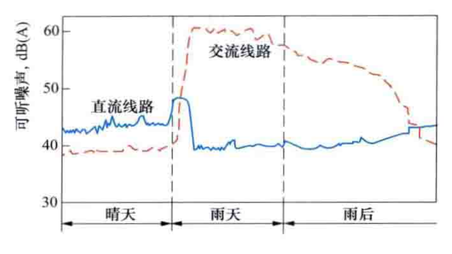


图2　交直流输电线路可听噪声随天气变化的测量曲线

测量方法　可依据中国DL 501—1992《架空送电线路可听噪声测量方法》进行。测量噪声时，每隔10s读取一次数据，数据类型选择等效A声级。传声器的取向垂直对准正极导线。当进行手持测量时，测量人员伸直手臂握住声级计，声级计与待测线路之间无障碍物遮挡。

限值　中国DL/T 1088—2008《±800kV特高压直流线路电磁环境参数限值》中规定，距直流输电线路正极性导线对地投影外20m处，晴天时由电晕产生的可听噪声50%值(L50)不大于45dB（A）。

zhiliu shudian xianlu liziliu midu

直流输电线路离子流密度

(ion current density of DC transmission lines)　直流输电线路导线电晕放电时电离形成的离子在电场力的作用下，向空间或地面运动，在单位面积截获的离子电流。由于直流电压极性固定，直流输电线路发生电晕时，在正负极导线电晕产生的带电离子中，与导线极性相反的离子被拉向导线，而与导线极性相同的离子将背离导线，在两极导线之间和极导线与大地之间的整个空间充满带电离子。

分布特性及影响因素　在无风的理想条件下，双极单回极导线水平排列直流输电线路的离子流密度最大值一般出现在极导线外侧1～2m处，其最小值一般出现在两极导线的中心。由于正、负离子在电场下的迁移速度和风速相比属同一数量级，因此，即使是很小的风（风速1m/s），也将使离子流密度的分布发生畸变。垂直线路方向的小风，将使离子流密度的最大值向顺风方向移动，风速稍大，离子流密度分布会发生严重畸变。离子流密度的大小与导线表面电场强度及电晕起始电场强度有关。导线表面电场强度与导线结构包括分裂数、子导线直径、极导线间距和导线对地高度等有关。电晕起始电场强度与导线表面状况和天气等因素有关。当直流输电线路的几何尺寸确定之后，若导线表面电场强度越高、电晕起始电场强度越小，则离子电流密度越大。因此，降低导线表面电场强度和提高电晕起始电场强度均可以减小离子流密度。直流输电线路电晕放电电流频率和幅值存在极性差别，空气湿度对正负极导线电晕放电的影响也存在差别。昆虫栖息正或负极导线的喜好也不同，导致正负极导线表面状况不一样，对电晕放电产生不同影响。这些因素都会使直流输电线路正、负极导线下的离子流密度值出现明显差别。

测量方法　通常采用离子流采集板来测量离子流密度。离子流采集板的尺寸一般为1m×1m。将离子流采集板的全覆铜面向下，放在地面上。通过测量进入离子流采集面的离子电流，计算得到离子流密度。直流输电线路的离子流密度的测量应在风速小于2m/s、无雨、无雾、无雪的好天气下进行，离子流采集板与测量人员需保持足够远的距离（至少要2.5m），以避免影响离子流密度的分布。测量的时间段不少于30min，测量结果通常采用统计方法进行处理。

限值　人在直流输电线路下会截获离子，被截获的离子通过人体入地。研究表明：要得到同样的感受，流过人体的直流电流要比交流电流大5倍以上。而人在直流输电线路下截获的直流电流又比能感觉的临界值小2个数量级。因此，人在直流输电线路下截获离子流一般不会有感觉（见暂态电击）。许多国家对直流输电线路下地面的离子流密度提出了相应的限制。中国DL/T 436—2005《高压直流架空送电线路技术导则》和DL/T 1088—2008《±800kV特高压直流线路电磁环境参数限值》中规定：地面最大离子流密度不应超过100nA/m^2。

参考书目

刘振亚．特高压直流输电工程电磁环境．北京：中国电力出版社，2009.

赵畹君．高压直流输电工程技术．2版．北京：中国电力出版社，2011.

zhiliu shudian xianlu wuxiandian ganrao

直流输电线路无线电干扰

(radio interference of DC transmission lines)　直流输电线路的导线、绝缘子和金具发生电晕放电，向空间辐射电磁波，可能对附近无线电信号接收产生的干扰。与正极性导线相比，负极性导线电晕放电对无线电信号接收干扰不大。在正极性导线上，电晕放电点在导线表面的分布随机性大，持续的放电点大多数出现在导线表面有缺陷处，放电脉冲幅值大，且很不规则，是无线电干扰的主要来源。对于双极性直流输电线路，由正极性导线产生的无线电干扰一般要比负极性导线产生的大6dB。

频谱特性和横向衰减特性　直流输电线路的无线电干扰频谱特性表示线路附近一定地点的干扰水平随频率变化的函数关系。图1为典型频谱特性。从频率特性看出，在低频段干扰水平较高。随着频率增大，干扰场强衰减很快。一般当频率大于10MHz，干扰强度已很小，可忽略不计。通常电晕放电产生的场强频率一般考虑到30MHz已足够。火花放电主要对电视频段产生干扰，电晕放电主要对无线电频段产生干扰。

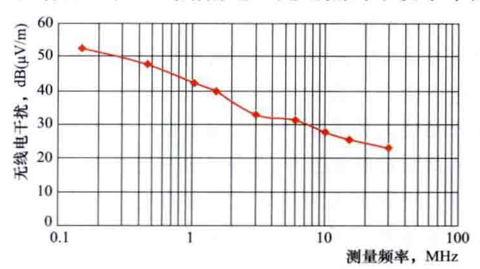


图1　直流输电线路无线电干扰的频谱特性

直流输电线路运行一段时间后，一些金具毛刺产生的火花放电会自动消失。直流输电线路电晕放电产生的无线电干扰随着离开线路距离的增加而逐渐衰减，其频率范围主要限于调幅广播频段（0.535～1.605MHz），影响无线电接收的范围很有限。对于双极直流输电线路，因正极导线是主要的无线电干扰源，无线电干扰值一般以正极性为对称中心，向两侧衰减，如图2所示。在约50m以内，无线电干扰衰减特性大致与垂直线路方向的距离平方成反比。

影响因素　直流输电线路的无线电干扰水平容易受气候条件影响。不同风速、不同湿度下，无线电干扰水平会有变化。试验研究表明，无线电干扰水平随着湿度的增加而减小，随由负极指向正极的风速增加而增大。雨天时无线电干扰平均水平比晴天时的约低3dB左右，雨停后无线电干扰又会逐渐增加。这一情况和交流输电线路无线电干扰明显不同。另外，空气中的灰尘、昆虫和植物微粒等附着到导线上，会导致无线电干扰水平的升高。对同一结构的线路，无线电干扰将随海拔高度的增加而增加。根据相关资料，海拔每增加300m，无线电干扰增加约1dB。

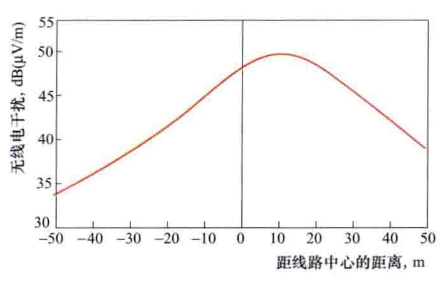


图2　直流输电线路无线电干扰的横向衰减特性

测量方法　应选用符合国际无线电干扰特别委员会CISPR 16-1-1《无线电骚扰和抗扰度测量设备》要求的设备，用准峰值检波方式进行测量，测量带宽选作9kHz，天线选用环形天线，测量点应选在正极导线对地投影外20m处，测量频点应在0.5MHz±50kHz范围内，选取没有电台及其他干扰的频点进行测量。

限值　由于直流输电线路的无线电干扰频段覆盖调幅广播频段，会影响附近调幅广播信号的接收。评价广播信号的接收效果时，主要影响因素是信噪比，即广播信号与背景噪声（包含直流线路产生的无线电干扰）之比。主观评价结果认为：对直流输电线路允许的无线电干扰的信噪比为20dB（μV/m），即广播信号比无线电干扰高出20dB（μV/m），即可获得满意的收听效果。对不同类型的广播节目，满意的收听效果的信噪比有差异。平均而言，对同样的收听效果，对应于直流和交流输电线路，可接受的信噪比相差约3dB。依据中国GB 15707—1995《高压交流架空送电线无线电干扰限值》和DL/T 1088—2008《特高压直流线路电磁环境参数限值》，±500kV和±800kV直流输电线路的无线电干扰限值分别为55dB（μV/m）和58dB（μV/m）。

zhiliu shudian yunxing renyuan kongzhi

直流输电运行人员控制　(control of HVDC transmission)　为运行人员进行直流输电运行而设的控制、操作及监视功能。主要包括：①正常起动/停运控制；②高压直流系统的状态控制；③运行过程中的运行人员控制；④直流系统故障状态下的操作控制；⑤换流站内设备及其辅助系统的操作控制；⑥直流系统的试验操作控制；⑦交流系统的操作控制；⑧运行工况监视。

运行人员控制应包括在各控制点上的自动顺序控制操作，以及必要时在换流站内的就地手动操作。控制点通常包括远方调度中心、换流站控制室、就地站及设备就地。除了故障需要系统紧急停运或当失去站间通信等情况，对于直流系统运行的控制，只能在一个控制点（主控站）上进行。运行人员控制应能在远方调度中心与换流站控制室之间进行遥控或现场控制的选择，在整流和逆变两换流站间进行主/从控制的选择，以保证其控制的单一性。对于站内控制室和就地站，或者设备就地之间的控制选择，必须受到连锁控制的制约。

正常起动/停运控制　高压直流系统的正常起动控制必须包括：①主控站的选择；②直流系统运行方式的选择；③直流控制方式的选择；④运行整定值的选择；⑤顺序控制的起动。正常停运控制则需在主控站起动正常停运顺序控制。（见直流输电起停控制）

高压直流系统的状态控制　除了正常起动和停运需由运行人员操作，去起动换流站和极的顺序控制外，运行人员还应能进行手动操作，使高压直流输电系统能分段达到不同的状态，即：①检修状态（直流系统各接地开关均处于合闸位置）；②冷备用状态（换流站相关接地开关已断开，但换流器交、直流侧均未带电）；③热备用状态（直流系统交流侧带电，直流回路形成但换流器未解锁）；④运行状态（换流器解锁）；⑤试验状态（如直流线路空载加压试验、背靠背试验等）；⑥个别设备的维修状态，包括将某些设备退出自动顺序控制的控制范围，或者对某主、备通道进行选择等。

运行过程中的运行人员控制　包括：主控站/从控站的转换、主导极的转移；直流系统控制方式的在线转换；运行方式的转换操作；运行整定值（如直流电流或直流功率）及其变化率的改变；直流控制和保护系统中各种参数的在线检查；附加控制的投入/切除；直流控制主/备系统及通信主/备通道的在线手动切换；手动过负荷控制等。

直流系统故障状态下的操作控制　包括：报警或保护动作后的手动复归；某些情况下的紧急停运；主/备保护通道的手动切换；主/备通信通道的手动切换。

换流站内设备及其辅助系统的操作控制　除了自动控制外，在某些工况下，对换流站中的主设备或辅助设备还应设有运行人员的就地（包括就地站和设备就地）操作控制，如：交、直流开关场内断路器、隔离开关的分合；接地开关的分合；换流阀的主/备冷却系统的投切；控制楼、阀厅的消防系统和空调系统的控制操作；换流变压器消防系统操作，分接头的变换；站用电源主/备通道的切换等。

直流系统的试验操作控制　运行人员控制应满足系统投运前的调试、检修后或更新改造后的系统和设备的调试控制要求。如零功率试验（换流器出口短路，但电流可达到额定电流的试验）和背靠背试验；直流线路的空载加压试验；直流控制保护系统通道的自检试验；各监测盘和所有试验仪表的自检试验和复归。

交流系统的操作控制　运行人员应能在控制室及就地站或设备就地，按操作票实行换流站中常规交流设备的操作控制。

运行工况监视　包括直流系统运行参数的在线监视，如换流站交/直流主回路接线状态、传输的直流功率、直流电流、直流电压、换流器触发角、阀中晶闸管元件状态、换流站与交流系统交换的无功功率、换流变压器分接头位置、能量计费、保护动作信号、交/直流谐波监视等；还包括运行参数的定时打印及召唤打印、事件记录及报警、故障录波等。

zhiliu shudian zhuhuilu canshu

直流输电主回路参数　(parameters of HVDC main circuit)　由换流变压器、换流阀、交流无功功率补偿及交流滤波装置、平波电抗器、直流滤波装置、直流线路、接地极及其引线等构成的直流输电系统主电流回路元件的电气特性指标。它是直流输电系统设计的基本内容和运行与控制的基础。主回路参数需根据直流输电系统的性能要求以及其所连接的交流系统特性，通过成套设计确定。

在进行主回路参数计算时，必须明确高压直流输电系统的主接线方式，基本运行方式和性能数据，主要包括直流电压、直流输送功率、直流换流回路的电阻和电感、直流侧回路电阻（包括直流线路、接地极及其引线）、平波电抗器电感等数据。对于高压直流输电系统所连接的交流系统，应通过直流输电工程接入系统研究取得所要求的特性数据。一般直流输电主回路参数计算重点是确定交流系统特性参数以及换流站主要设备如换流变压器、晶闸管换流阀、无功功率补偿及交流滤波装置、平波电抗器及直流滤波装置等的主要电气参数。

交流系统特性参数　换流站交流网侧主母线的电压特性、短路特性、频率特性及无功功率特性，是设计主回路参数的基础数据。对于应用晶闸管并基于自然换相的电流源换流器（CSC）直流输电系统要求所连接的交流系统提供换相电压并且要有足够的短路容量。一般用短路比来衡量交流系统的强弱，较强的交流系统短路比大，换相电压波动小且可以承受较大的瞬间冲击。交流系统特性参数需通过深入的系统研究确定。

换流变压器主参数　包括额定容量、阀侧电压和电流、短路阻抗以及有载调压分接头范围等。

一般换流变压器的额定容量是指交流网侧绕组的额定容量。对于以6脉动换流阀组为基础换流单元的三相双绕组换流变压器额定容量，可根据所确定的直流回路电阻，以额定运行状态为基础，按下式计算。

对于整流侧

$$NU_{\mathrm{dion}}\ (\cos\alpha_{\mathrm{n}} - D_{\mathrm{x}} - D_{\mathrm{r}}) = U_{\mathrm{dn}} \tag{1}$$

$$S_{\mathrm{n}} = U_{\mathrm{dion}} I_{\mathrm{dn}} \times \frac{\pi}{3} \tag{2}$$

对于逆变侧

$$NU_{\mathrm{dion}}\ (\cos\gamma_{\mathrm{n}} - D_{\mathrm{x}} + D_{\mathrm{r}}) = U_{\mathrm{dn}} - I_{\mathrm{dn}} R_{\mathrm{l}} \tag{3}$$

$$S_{\mathrm{n}} = U_{\mathrm{dion}} I_{\mathrm{dn}} \times \frac{\pi}{3} \tag{4}$$

式中 N 为每极串联的6脉动换流器数；U_{dion} 为换流器额定理想空载直流电压，是换流变压器阀侧额定线电压的1.3505倍；U_{dn} 为额定直流电压；I_{dn} 为额定直流电流；D_{x} 为电抗性标幺压降，其近似取值为 $\frac{X_{\mathrm{T}}}{2}$（X_{T} 为换流变压器短路阻抗百分比值）；D_{r} 为电阻性标幺压降，与换流变压器、换流阀和平波电抗器的标幺值损耗的和相当，一般取0.3%；R_{l} 为直流侧回路电阻；α_{n} 和 γ_{n} 分别为额定触发角和额定关断角。

换流变压器的阀侧电压是指换流变压器阀侧绕组的线电压。阀侧电压主要由阀的理想空载电压确定，其值是阀的理想空载电压 U_{dio} 的0.7405倍。

换流变压器的阀侧电流是指阀侧绕组的线电流 I_{v}，其值是直流输电系统直流电流 I_{d} 的0.8165倍。

换流变压器短路阻抗通常以换流变压器交流网侧绕组额定电压的百分数表示。短路阻抗的确定应考虑换流阀晶闸管元件允许的浪涌电流以及对换流站无功补偿容量等因素的影响。中国近期建设的高压直流输电工程的换流变压器短路阻抗一般在15%～20%的范围内。当已知允许的浪涌电流为 I_{Vk} 时，可用下式计算换流变压器的短路阻抗百分比值 X_{T}

$$X_{\mathrm{T}} = \frac{2I_{\mathrm{dn}}U_{\mathrm{dio}}(1+\cos\alpha)}{U_{\mathrm{dion}}(2I_{\mathrm{Vk}}+I_{\mathrm{d}})} \tag{5}$$

式中 α 取整流器可能最小的触发角，一般为5°；U_{dio} 为触发角5°时对应的理想空载电压，并应计及单极甩负荷引起的过电压系数。

换流变压器一般采用有载调压，以便交流系统电压变化和运行方式转换时，使直流输电系统的触发角 α、关断角 γ 或直流电压保持在给定的参考值范围内。通常要求换流变压器的调压范围较大，其分接头的负档位级数由最低交流系统电压下要求最大的阀侧电压来确定；正档位级数由直流降压运行方式下，是否加大 α（或 γ）作为必要的调节措施来确定。中国某特高压直流输电工程换流变压器的有载调压范围为+22/−6，调节步长为1.25%。

晶闸管换流阀主参数　包括晶闸管元件芯片直径、阀的串联晶闸管元件数、晶闸管反向非重复阻断电压、浪涌电流限值以及晶闸管换流运行的触发角限值等。

在主回路参数的设计优化中，浪涌电流限值和阀运行的触发角限值是常涉及的电气参数。直流输电系统故障时会流过暂态过电流，因此要求换流阀的晶闸管元件应具有一定的暂态过电流能力，常用浪涌电流表征，其值不应小于换流阀可能承受的最大短路电流。整流器的触发角 α 的额定值一般取15°，最小值为5°。逆变器的关断角 γ 一般为15°～19°，最小值为8°。如果在直流输电系统设计中拟采用加大触发角 α（或关断角 γ）作为吸收无功功率或者降低直流电压的一种措施，则根据工程经验 α（或 γ）可以加大到25°～45°。直流输电系统工程中 α 与 γ 的具体取值应由所拟定的直流输电系统的控制策略确定。

交流无功功率补偿及交流滤波装置主参数　在高压直流输电系统的换流站成套设计中，通常将无功功率补偿装置与交流滤波装置统一规划，使交流滤波装置除了要按规定的谐波标准抑制直流输电系统对交流系统所产生的电压与电流畸变值外，尚应兼作无功功率补偿装置以节省投资。只要所连接的交流系统不是特别弱，换流站一般采用静态电容器组作为无功功率补偿的主要装置。换流站的无功消耗、无功分组容量和换流站总体无功需求是表征主回路特性的主要参数，其设计原则应通过对直流输电系统运行方式以及其所接入的交流系统无功功率特性和电压特性的研究确定。（见直流输电系统无功功率补偿，直流输电系统交流侧滤波）

平波电抗器主参数　平波电抗器最重要的参数是电感值。决定电感值时应考虑以下要求：抑制直流侧谐波的要求以及最小直流电流运行时的电流连续性；直流侧谐振频率应避开基波和二次谐波；逆变器发生换相失败故障时抑制故障电流上升率避免引发相继的换相失败。电感值的选择是一个优化过程，具体做法是：根据直流电流最小值时不发生电流断续以及避免逆变器的某个6脉动换流阀发生短路时引发相继的换相失败这2个因素计算确定一个初步方案，对直流全系统进行电磁暂态研究、直流系统动态响应研究、交直流滤波器研究和直流侧谐振研究。如果某一方面的特性不能满足要求，相应进行修改和调整，直到达到一个全系统的综合优化方案，最后确定电感值。（见直流平波电抗器）

直流滤波装置主参数　直流滤波装置与平波电抗器在主回路中匹配用于抑制直流侧的谐波，以减少对音频信道的干扰（见直流输电系统直流侧滤波）。直流滤波装置主要性能参数是等值到800Hz的等效干扰电流。在直流输电系统工程中，设定的等效干扰电流越小，则直流滤波装置的投资越昂贵。中国20世纪90年代设计的长距离高压直流输电系统采用的等效干扰电流值为：双极运行500mA，单极运行1000mA。近期设计的特高压直流输电系统，由于音频通信系统主要采用光纤通道，相应的等效干扰电流取值为：双极运行3000mA，单极运行6000mA。满足某一等效干扰电流的直流滤波装置的费用主要由该装置的高压电容器决定，等效干扰电流的取值越小，其费用越贵。对特高压直流工程的分析表明，高压电容器的电容值每增加0.2μF，直流滤波装置的费用将增加20%以上，在满足性能要求的前提下，其电容值应尽量小。

zhiliu xitong jiediji dui huanjing de yingxiang

直流系统接地极对环境的影响

(environmental impacts of HVDC earthing electrode)　当直流系统以单极大地返回状态运行或双极直流系统两极电流不平衡时，经过直流系统接地极流入大地的直流电流产生的电流场对接地极附近的人员、设施等造成的影响。表征其影响的主要参量有跨步电压、接触电压、转移电压。在接地极设计中，需要通过计算、设计和采取措施，使这些参量满足相应的容许值。在接地极建成后，还要进行测量，以检验接地极对环境的影响满足要求。

跨步电压　当电流经过接地极流入大地时，在接地极附近大地表面处，人体两脚接触地面且水平距离为1m时的两脚间的电压。在垂直接地极极环的方向上，每个接地极极环内外侧地表面附近处各有一个跨步电压极大值。受极环屏蔽效应的影响，在极环内侧的跨步电压极大值比外侧的略低，且极环内侧的跨步电压衰减较快。

容许值　一般，中国极址土地仍用于耕作，以提高土地使用率。从对人畜无影响的角度出发，可根据人体有轻微感觉的电流值、人体电阻以及人脚对地等效电阻推算出接地极地表面跨步电压的容许值。中国行业标准规定，直流接地极地表面跨步电压U_s（V）限值为

$$U_s=7.42+0.0318\rho \qquad (1)$$

式中ρ为接地极地表土壤电阻率，Ω·m。

抑制措施　主要包括：①减小接地极的端部效应，尽可能将接地极布置成圆环。对于不具备采用圆环形电极的极址，也应尽量避免出现凸出点。如果是直线形、射线形或有断开部分的环形接地极，则应在端部增加屏蔽电极，以减小流过端部电极元件的电流。②采用多环结构，在极址范围受限的情况下更好利用极环内部的土壤进行散流。此时电流由集中在一个极环散流变为集中在多个极环散流，每个极环地表面的跨步电压都会比较低，以达到减小接地极最大跨步电压的作用。多环接地极一般用于土壤电阻率较高或极址面积较小的极址，我国三峡—广东、天生桥—广东、贵州—广东直流输电工程受端的接地极均采用多环结构。③采用垂直接地极，依地形要求布置若干根垂直于地面、彼此相连、最大埋深一般为数十米甚至数百米的接地体（深井接地极）。垂直接地极一般适用于表层土壤电阻率较高的条件，例如地下水位较深或表层冻土层较厚的地区。垂直接地极的最大优点是可直接将直流电流导入大地深层，因而对接地极附近地表面的环境影响较小，尤其是跨步电压。在瑞典南部穿越波罗的海的直流电缆输电工程中，就采用了深井型的垂直接地试验电极，其端部埋深达550m。④新型接地极，近年来以降接地极地表面低跨步电压的紧凑型和分体式等新型接地极已在理论上得到认可，相关研究正在开展。

接触电压　当高压直流接地极运行时，地面上离导电物体水平距离为1m处的人体触摸该物体上离地垂直距离为1.8m处两点间的电压。若接地极导流系统采用架空线方式，人体可能接触到的导电物体主要有终端塔、中心塔和分支塔；若采用埋地电缆导流方式，人体可能接触到的导电物体主要有终端塔、中心塔和电缆支架。另外，对于接地极线路中离接地极较近的几基杆塔，也应考虑接触电压。

容许值　中国行业标准规定，直流接地极地表面人体接触电压U_t（V）限值为

$$U_t=7.42+0.0159\rho \qquad (2)$$

式中ρ为接地极地表土壤电阻率，Ω·m。

抑制措施　中国行业标准规定，对靠近接地极至少5km以内的线路杆塔宜使用单点接地；此外，对靠近接地极约2km以内的杆塔，基础对地和杆塔对基础应绝缘。中国龙泉—政平、荆州—惠州直流输电工程送端和受端接地极杆塔都采用了单点接地方式。

转移电压　当高压直流接地极运行时，若人体站在接地极附近地面触摸远方引入的接地导体，或人体站在远处地面触摸极址附近引出的接地导体所承受的接触电压。转移电压近似等于人体所处位置的地表电位与接地导体入地端处的地表电位之间的电位差。转移电压最大值为接地极的地面最大电位升。接地极的转移电压实际是接地极上方或附近两点间的电位差，其大小与人体站立点和导体接地点以及这两点和极环的相对位置有关。

容许值　为了保证人体安全，转移电压不能超过人体安全电压，中国规定为不大于60V。

抑制措施　极环附近的地电位衰减很快，通过接地极设计可以降低其转移电压。为保证公众安全，在接地管理中，应在接地极附近一定范围限制这些导致转移电压过高的行为，如用铁丝等导体做护栏、建大棚等行为。限制范围可定位在极环两侧100～300m以内，具体范围根据各接地极形

状、极址土壤电阻率和地电位分布而定。

zhiliu xianlu guzhang

直流线路故障 (DC transmission line faults)

换流站间的直流输电线路发生极导线对地或极导线间短路，或主电路导线断路的故障。按输电线路种类的不同，直流线路的故障可分为直流架空线路故障和直流电缆线路故障两种情况。

直流架空线路故障　直流架空线路的主电路导线指直流输电极线和回流电路。回流电路有大地回线或金属回线。架空线路的故障方式有短路和断路两种。短路可能发生在极导线对地或主回路导体之间。发生短路故障的原因主要是由于线路绝缘受到雷击过电压、机械损伤或环境污染而造成的。由于雷击导致线路闪络的短路故障一般为瞬时性故障，而由污秽导致绝缘子沿面闪络的短路故障一般为永久性故障。短路故障电流的过程可分为行波、暂态和稳态三个阶段。首先是初始行波阶段，即故障后，线路电容通过线路阻抗放电，沿线路的电场和磁场所储能量的相互转化形成故障电流的行波和相应的故障电压行波。其中，电流行波幅值主要取决于线路波阻抗和故障前瞬间故障点的直流电压值，这是控制系统无法控制的。线路对地故障点短路电流为两侧流向故障点的行波电流之和，不受两端换流站控制系统的控制。经过沿线路来回反射和折射之后，故障电流结束行波阶段而转入暂态阶段。暂态阶段故障电流的主要分量有：带有脉动而且量值有变化的直流电流分量（强迫分量）和由直流主电路参数所决定的暂态振荡分量（自由分量）。此阶段中，控制系统的定电流控制开始起到显著的作用，抑制线路两端流向故障点的电流，两侧换流站提供的故障电流值分别被控制到等于整流、逆变各自的电流控制值，故障电流进入稳态阶段。直流线路发生故障后，必须使线路储存的能量全部释放，线路故障处才能灭弧。通常当保护系统判定为直流线路短路故障时，整流站的控制系统则立即发出移相指令，使整流器变为逆变器运行，直流电压电流则很快降到零。通常这个过程需要10～50ms。不同的故障点、不同的控制调节性能、相对换相时刻不同的故障发生时间等，对故障电流的大小和直流电压的变化率都有不同程度的影响。不同直流线路的阻抗不同，也将使直流线路瞬间对地故障的清除时间有所不同。

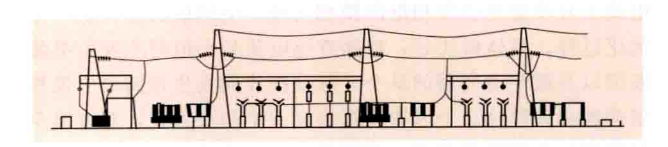
直流线路断路将使直流电流中断并引起直流过电压，从而使直流系统停运。

直流电缆线路故障　在直流电缆线路中，海底电缆发生故障的原因主要是船舶抛锚和拖网造成电缆绝缘受损，导致绝缘击穿，这种故障一般是永久性的，需要切除损坏部分重新加以连接以清除故障。电缆线路故障的过程与架空线路相类似，但由于线路参数不同，因而故障电流的数值和波形也不同。

zhongxing wuwai peidian zhuangzhi

中型屋外配电装置 (medium-profile outdoor switch-gear)

所有电气设备都安装在屋外地面设备支架或较高基础上的配电装置。电气设备外绝缘体最低部位距地面高度一般不小于2.5m。中型屋外配电装置中设备重心较低，又无上下重叠布置情况，所以施工、运行和检修都较方便。但这种布置占地面积较大，在110kV及以下的配电装置中使用受到限制。为了减少中型屋外配电装置的占地面积，可以将隔离开关布置在母线的下方，同时可以取消中央门型构架，见图。这种布置方式较紧凑清晰，也节省投资。



220kV 中型屋外配电装置

330～1000kV屋外配电装置中，设备高大笨重，故都采用中型布置。由于其电压很高，内部过电压（见电力系统内部过电压）在确定配电装置最小安全净距中将起控制作用。此外，对布置发生作用的因素还有静电感应的防护措施，控制电晕和无线电干扰允许水平的措施，限制噪声的措施，以及便于施工安装、运行和检修的措施。中型屋外配电装置的常用尺寸见表。

中型屋外配电装置的常用尺寸（m）

电压等级(kV)	220	330	500	750	1000
导线弧垂	2.0	2.0	3.0～4.2	4.5～5.0	6.0～8.0
相间距离	3.75～4	5.0～5.5	7.0～8.0	11.25～11.5	14.5
架构高度	12～16	13～18	20.5～26	27～41.5	55
间隔宽度	12～13	18～20	26～28	41.5～44	54

zhongxingdian diankangqi

中性点电抗器 (neutral point reactor)

在中性点有效接地的电力系统中，接于并联电抗器或电力变压器中性点与地之间的单相电抗器。用以限制潜供电流、非全相运行过电压和接地故障电流。中性点电抗器为额定短时间运行的电气设备，其结构与高压并联电抗器相似，有油浸式带铁芯结构和空芯干式结构两种。

用途和特点　连接于并联电抗器中性点的中性点电抗器，主要用于超高压电力系统限制线路接地故障开断后的潜供电流和恢复电压，同时还可限制带并联电抗器线路非全相运行时引起的工频谐振过电压。并联电抗器中性点接入中性点电抗器后，相当于在其相间增加一个电抗器，用以补偿线路相间电容，减小潜供电流的电容分量和降低恢复电压。理论上按线路相间电容全补偿来选择中性点电抗器的电抗值，可以将潜供电流和恢复电压降低到最小值。线路并联补偿度不同，按线路电容全补偿选择的中性点电抗器电抗值相差很大，其值随补偿度的增大而减小，低补偿度（小于40%）线路要求中性点电抗器电抗值很大，使得中性点的过电压增高，需要提高高压并联电抗器中性点的绝缘水平。因此，一般对于高补偿度（补偿度67%以上）线路，按线路相间全补偿选择中性点电抗值，对于低补偿度线路，则不按相间全补偿选择，按照既不提高高压并联电抗器中性点绝缘水平，又能将潜供电流限制到一个适当的水平的原则来选取。

中性点电抗器接于要求直接接地的变压器中性点，主要用于减小不对称接地故障的短路电流；中性点电抗器接于有效接地系统中的不接地的变压器中性点，主要是避免出现变

压器中性点不接地运行以及由于中性点不接地而引起的过电压。

历史和发展　中国于20世纪60年代初开始研究采用高压并联电抗器中性点电抗器作为限制超高压线路潜供电流的措施，并于1975年在第一条330kV线路上实现，80年代初开始在500kV线路上广泛使用。变压器中性点电抗器也从在葛洲坝水电站投入运行后得到了广泛应用。

zhongduan biandianzhan

终端变电站

(terminal substation)　处于电力网末端（包括分支线末端）的变电站。有时特指采用线路-变压器组、不设高压侧母线、不设高压断路器的变电站。终端变电站接线简单，占地少，投资省。

在现阶段，电力网上处于终端位置而在发展中有可能成为中转变电站的终端变电站，通常都采用带母线的电气主接线，如单母线接线、桥形接线等。

处于终端位置而将来发展又无中转任务的变电站，其高压进线与变压器之间可以省去高压侧的母线及断路器，形成线路-变压器组接线方式。在这种情况下通常是使用负荷开关或使用能切断变压器空载电流的隔离开关，进行变压器的正常操作。

变压器故障时，保护则动作前一级的送端断路器以切断电源。保护方法有两类：①配置远方跳闸装置，包括传送跳闸信号的通道；②对110kV及以下的架空线，且系统的中性点接地，而通道有困难的，可采用带接地开关的快分隔离开关来造成接地，使送端断路器跳开以切断电源。采用第二种保护方式时，送端断路器与终端变电站之间，应无其他变电站，以免扩大停电范围。这种终端变电站通常是由一组线路-变压器组组成，变压器容量也不宜很大。它只有一个电源，所以在运行中可靠性不高。见图1。

终端变电站也可以用两组线路-变压器组组成，从送端两台断路器分别通过两条线路直接接到两台变压器，在变压器高压侧互不连接，也不设母线，只在变压器低压侧各设一台断路器，并接入共同母线。这种终端变电站的供电可靠性较高。见图2。

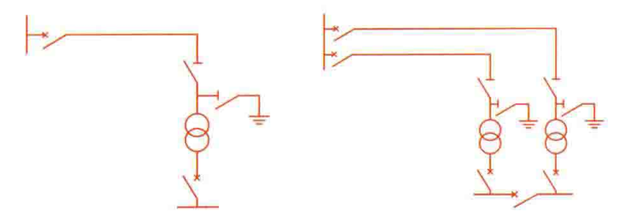


图1　单组线路-变压器组接线的终端变电站　　图2　双组线路-变压器组接线的终端变电站

线路-变压器组、变压器高压侧无母线的终端变电站，无论是单组还是双组，只适用于处于终端位置而又不可能发展为中转变电站的终端变电站。

zhongfubing shudian xianlu

重覆冰输电线路

(medium & heavy iced overhead transmission line)　路径穿越中冰区或重冰区的输电线路。设计覆冰厚度10mm及以下为轻冰区，大于10mm小于20mm为中冰区，20mm及以上为重冰区。

覆冰的生成、发展、融化和脱落的过程均对输电线路的安全运行有较大影响，甚至造成输电线路故障。据统计，严重覆冰引起的事故在输电线路事故中占有较高比例。因此，工程设计、建设和运行维护阶段应对输电线路的覆冰状况给予充分关注，对重覆冰输电线路更是需要采取特殊措施。

线路覆冰的形成　输电线路的覆冰主要有两种类型。①当线路周围气温降至0℃及以下时，空气中所含的过冷却水滴在电线、绝缘子串和杆塔的迎风面上冻结成冰凌。随着冰量增加和电线扭转，冰凌断面往往发展成椭圆形。这种类型的冰凌受过冷却水滴的大小、风速、空气湿度、温度以及冻结速度等因素的影响生成不同的型式，如雨凇、雾凇、混合凇等。②高空中落下的雪花在通过气温在0℃以上的融化层时，雪花表面因融解而潮湿。进入地面低温层后，雪花表面仍保持潮湿状态并具有一定粘附力。这种雪花在电线、绝缘子串和杆塔上面逐渐积累、反复冻结形成较大的冠状积雪。输电线路的覆冰可能是这两种覆冰类型的某一种，也可能是这两种覆冰类型的混合形式。有些线路受微地形和微气候的影响，覆冰更易发生、覆冰厚度更大。

覆冰对线路安全运行的影响　主要表现在机械荷载增大和电气绝缘强度降低两个方面。

机械荷载增大　随着覆冰的增加和覆冰后受风面积的加大，电线、金具、绝缘子串和杆塔上所承受的冰、风的综合机械荷载不断增大。当冰、风综合荷载超过某些部件的强度的允许值时，线路就会损坏，造成事故。

受地形、地物、风向和风力等因素的影响，线路杆塔两侧电线形成的覆冰可能不均匀。冰雪融化时，由于气温回升和风振等条件的差异，可能会产生两侧不同期脱冰的现象。这种不均匀覆冰和不同期脱冰现象也可能发生在不同子导线上或不同相、不同回路的电线上甚至不同的地线上。所有的这些不平衡现象均会在输电线路的不同部件上产生附加的荷载而有可能造成事故。如连续档线路上不均匀覆冰和不同期脱冰所引起的荷载出现某种不利的组合情况时，杆塔受到很大扭矩和弯矩而遭到破坏；不均匀覆冰产生的不平衡张力，可能导致电线断股甚至断线；子导线的不平衡张力往往造成间隔棒的损坏。

电气绝缘强度降低　绝缘子串覆冰后，绝缘电阻下降，泄漏电流上升，电压分布不均匀程度加剧。随着覆冰增加，绝缘子串上局部电位梯度较高处会出现辉光放电，并伴有融化水渗出。如果泄漏电流继续增大，则辉光放电逐步转化为白色弧光；待融化水贯通绝缘子串的大部分表面，局部放电将迅速发展成全串闪络造成线路接地跳闸。当导地线覆冰超载、不均匀覆冰或不同期脱冰时会引起弧垂变化使得档距中央导地线间距离减小，以及导线对地面或交叉跨越物的净空距离减小，这都可能导致绝缘距离不够而发生放电事故。

导线覆冰舞动和导线脱冰跳跃等特殊形式的运动，也会造成线路部件损坏和绝缘间隙击穿的事故。

线路覆冰事故实例　20世纪80年代，浙江富金220kV线路，广东鹰坪110kV线路，福建矾龙110kV线路，因覆冰出现倒塔、断线事故；1984年1月，华东电网、贵州电网，因大面积覆冰导致电网解列事故；20世纪90年代，云南小昆220kV线路，青海龙羊峡电站外送330kV线路，云

南马东220kV线路，湖北葛双Ⅱ回500kV线路，因覆冰出现倒塔、断线事故。

2005年，湖南、湖北、贵州、重庆等电网遭遇不同程度的冰灾，其中湖南电网最为严重。湖南西部地区出现长时间、大范围的持续雨雪冰冻天气，导致500kV线路跳闸34条次，220kV线路跳闸12条次；3条500kV线路、7条220kV线路发生倒塔断线事故，省内负荷中心与电源点之间的500kV通道多次出现断开情况；湖南电网与华中电网间短时间解列。

2008年2月中旬至3月上旬，中国南方大范围遭遇了有气象记录以来最严重的冰雪灾害天气，使湖南、湖北、重庆、四川、贵州、云南、广东、广西、安徽、河南、江西、浙江、福建13个省（市、区）电网遭到不同程度的损害。10～500kV电网此次因灾停运电力线路共36 740条。其中，500kV线路119条，220kV线路348条，110kV线路888条，10～35kV线路35 385条。图1为二滩—自贡500kV输电线路覆冰情况。



图1　二滩—自贡500kV输电线路覆冰情况（黄志明　提供）

其他国家输电线路也经常出现覆冰事故。欧洲诸国和苏联的一些地区输电线路覆冰严重，欧洲、美国和日本覆冰、积雪事故也时有发生。加拿大735kV超高压线路曾因多次发生严重覆冰而损失巨大。1998年1月在美国魁北克（Quebec）南部和西部连续五天的冻雨形成的冰暴被称为“世纪冰暴”，造成了多条输电线路的大面积倒塔断线。在49kV及以上电压等级线路中，超过2000基木杆和600座铁塔被破坏或者遭到重创，大约150万用户断电，停电最长时间超过30天。

防止线路覆冰事故的技术对策　为避免或减少覆冰引起的事故，在可能出现严重覆冰的地区建设输电线路时，应采取“避、抗、融、防、改”五字建设方针作为技术对策。①避冰。避开严重冰区或者在严重覆冰区内做到“避重就轻”。这是重覆冰线路设计中的有效措施之一，也是在路径方案选择中和现场确定路径走向时的基本原则之一。线路覆冰与所处地形、高程、周围的地形地物、覆冰时风速风向等因素密切相关，因此，线路应尽量避开暴露的山顶、横跨垭口、风道等容易形成严重覆冰的微地形区。②抗冰。对于无法避开的严重覆冰地区，则应根据地区历年覆冰情况，合理确定冰区和相应的设计条件，增强线路抗冰能力。③融冰。通过监测，在即将可能发生严重覆冰区段采用注入大电流方式使导线发热融冰，减缓或消除严重覆冰的发生。已实施的有带自耦变压器不停电融冰方案、停电短路融冰方案、固定式或移动式直流融冰方案等。④防冰。世界各国进行了很多研究，如导线外表涂刷涂料或设置居里合金套筒等措施防止结冰，但距工程推广应用还有一定距离。⑤改造。对覆冰事故出现频繁的线路进行技术改造或改变线路路径。

重覆冰线路设计应首先考虑采用避冰措施；对于路径难以避开重覆冰区的线路，合理确定冰区条件按抗冰设计；条件许可时可考虑融冰或防冰措施。在勘察设计时要准确预计沿线可能出现的最大覆冰厚度往往是很困难的，输电线路覆冰资料记载极少，气象台站一般并未将覆冰作为常规观察项目。为积累更可靠的覆冰观测资料，20世纪80年代以来，中国电力勘测设计部门在覆冰较重的特殊地区，先后建立了一些覆冰观测站点，积累了一些该地区的覆冰观测的基础资料。但现有观冰站点的分布还远远不够，观测的时间周期也还不足。将适当扩大观冰站的规模，同时开展相关科学研究。通过建立仿真线路覆冰计算模型，研究输电线路覆冰的规律，逐步做到通过有限的基础资料，推断出输电线路可能的覆冰数据，为工程设计、建设、运行提供可靠的依据。

线路覆冰研究　输电线路覆冰事故造成线路停电时间长、停电区域大。由于天气恶劣、交通阻塞、抢修困难，往往又会扩大事故范围，影响全电力系统的正常运行，造成十分严重的后果。各国对线路覆冰问题都很重视。建筑物大气覆冰国际研讨会（IWAIS）为促进各国对冰雪问题的研究、总结与交流，从20世纪80年代开始，每2～3年召开一次研讨会，研讨建筑物（包括输电线路、电视塔、飞机等）覆冰的形成机理、荷载特性、检测技术、事故影响和防护措施等。国际电工委员会第11技术委员会（IEC TC11），从70年代开始对冰凌荷载进行国际间广泛研讨，1991年提出相关的建议标准，2003年在总结实践经验的基础上，又提出了架空输电线路的设计标准。国际大电网会议（CIGRE）多次组织各国专家进行专题研讨。中国在总结实践经验的基础上制定了重覆冰架空输电线路设计技术的相关规程指导工程建设和运行管理。图2为线路穿越覆冰区的情形。



图2　线路穿越覆冰区

ziou bianyaqi

自耦变压器

自耦变压器　（auto-transformer）　至少有两个绕组具有公共部分的变压器。自耦变压器中自耦连接（有公共部分）的两个绕组之间，除有磁的耦合外，还有电路上的联系，如图1所示。图1（a）中公共部分（a-x）的线圈称为公共线圈；（A-a）部分的线圈称为串联线圈。公共线圈为高低压绕组所共有。大容量自耦变压器一般还有一个独立的第三绕组。

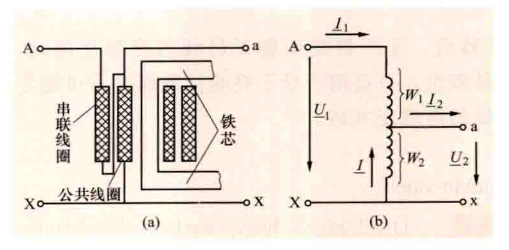


图1　自耦变压器绕组结构及电路原理图
（a）结构示意图；（b）电路原理图

自耦变压器与普通变压器在原

理上的不同点是：自耦变压器的二次绕组输出电流 $\underline{I}_2$ 除了通过磁感应从一次绕组传递外（即 $\underline{I}$），其中有较大的一部分电流是直接由电源通过电路供给的（即 $\underline{I}_1$）；而普通变压器的二次电流完全是通过磁感应传递的。由图 1（b）对其进行分析：自耦变压器的电压比 $K_A = U_1/U_2 = I_2/I_1$；当忽略励磁电流时，自耦变压器的容量 $P_1(=U_1I_1) \approx P_2(=U_2I_2)$；在公共线圈中流过的电流 $\underline{I} = \underline{I}_2 - \underline{I}_1$，由此可知自耦变压器的结构容量（$U_2I$）小于其额定容量（$U_2I_2$），而普通双绕组变压器的绕组容量必须等于变压器的额定容量。

自耦变压器的结构容量（又称电磁容量）与额定（传输）容量之比称为自耦变压器的效益系数。效益系数 $k = U_2I/U_2I_2 = I/I_2 = (I_2 - I_1)/I_2 = 1 - 1/K_A$。自耦变压器的电压比 K_A 越接近 1 时，其效益系数 k 就越小，使用自耦变压器所获得的经济效果就越加显著。为了充分发挥自耦变压器的优越性，其电压比不能太大，通常选择电压比不大于 3。在各种绕组连接方法中，以星形连接的绕组电磁容量最小，因此自耦变压器一般采用星形连接方法。为了消除星形绕组中感应的三次谐波分量，通常还需要一个三角形连接的第三绕组。

由于自耦变压器结构容量只是同容量普通变压器的 k 倍（k 值总小于 1），可节省原材料并能降低损耗；又由于自耦变压器的体积和重量相对减少，有利于解决大型变压器的运输问题。自耦变压器的缺点有：①一、二次绕组由于电路上相连，为了过电压保护，其中性点必须直接接地（或经小电抗器接地）。②绕组间漏磁场小，使短路阻抗相对较小，短路电流相应增大，发生外部短路时较易被损坏。③调压措施比普通变压器的复杂，如分接范围大，等效电磁容量会增加很多，有可能失去自耦连接的经济效益优势。图 2 为 500kV 三相一体自耦变压器。



图 2　500kV 三相一体自耦变压器（于荷　摄）

zirongshi chongyou dianlan

自容式充油电缆　(self-contained oil-filled cable)　利用补充浸渍原理消除绝缘层中形成的气隙以提高工作场强的一种电力电缆。它通常用于电压等级高于 35kV 的电力电缆线路中。图 1 为 500kV 自容式充油电缆截面。图 2 为自容式充油电缆实例。充油电缆一般具有与供油设备（如压力供油箱、重力供油箱等）相连通的油道（见充油电缆供油装置）。当电缆温度升高时，膨胀的油经油道流至供油设备。当电缆温度下降时，供油设备中的油又经油道对电缆绝缘层进行补充。这样既消除了绝缘层中气隙的产生，又防止在电缆中产生过高的油压力。为提高绝缘层的电气强度，充油电缆中的油压均高于大气压力。按内部工作油压的大小不同，充油电缆可分为高压力、中压力和低压力三种，它们的工作油压范围分别为1～1.5MPa、0.4～0.8MPa 和 0.02～0.3MPa。按电缆缆芯数的不同，充油电缆也分为单芯和三芯两种。单芯自容式充油电缆的结构如图 3 所示，它主要由油道、导体、绝缘层、金属套和加强带等组成。



图 1　500kV 自容式充油电缆截面



图 2　自容式充油电缆

油道和导体　单芯充油电缆的油道一般在导体的中心（见图 3），仅少数在金属套下。三芯充油电缆的油道一般在三个缆芯之间。导体中空油道一般由镀锡铜带或不锈钢带绕成螺旋管状作为导体的支撑，在该支撑外再绞合多层圆形铜线，形成中空导体。另一种中空导体由 Z 形或弓形线绞合构成。Z 形的制造简单，可曲性好，但油流阻力大；弓形的导体表面光滑，油流阻力小，但弯曲性能较差，不利于制造大截面导体。油道内径一般为 12～18mm。当导体截面大于 800mm² 时，常采用分割导体结构，称作密里根型导体，即由几个用电缆纸分隔开的扇形导体绞合在油道外构成，以降低集肤效应，提高导体的载流能力。

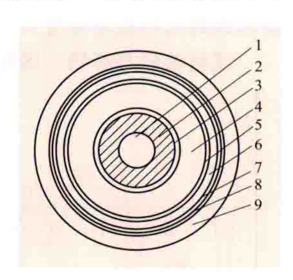


图 3　单芯自容式充油电缆结构

1—油道；2—导体；3—导体屏蔽；4—绝缘层；5—绝缘屏蔽；6—金属套；7—内衬；8—加强带；9—外护层

绝缘层　由较薄的电缆纸和黏度较低的电缆油组成。经过干燥浸渍后，电缆的油纸绝缘中，纸的含水量小于 1‰，油的含水量小于 0.01‰，不但降低了介质损耗因数，并且提高了绝缘的电气强度，适用于电场强度较高（一般可达 10～16MV/m）的电缆。油浸纸绝缘的损耗性能还有一个特点：对于处在纸纤维间隙内的油，由于油中带电粒子在交流工作电场作用下的运动受到纸纤维阻拦，使得油的损耗因数具有随电场强度增加而减小的规律，即含有胶体型带电粒子的油的损耗因数减小得多；含有离子型带电粒子的油的损耗因数减小得少。这一现象被称作卡顿（Garton）效应。在工作电场强度下，油浸纸绝缘纸纤维间隙中油的损耗因数可以比由标准测量电极测得的油的损耗因数减小 1～2 个数量级。因此当取自电缆绝缘中的油的由标准测量电极测得的损耗因数比电缆绝缘的损耗因数允许值大数倍时，仍能保持电缆绝缘的损耗因数不超过允许值，而且对电缆绝缘的电气强度无显著影响。

金属套和加强带　充油电缆都采用金属套。用铅合金制

作的金属套，日久仍会发生蠕变，因此必须在铅套外用黄铜带或不锈钢带加固。用铝制作的金属套，由于弯曲性能差，通常都加工成皱纹铝套。

发展过程及趋势　1923年，美国在克利夫兰（Cleveland）敷设了第一根66kV单芯充油电缆；1924年，132kV充油电缆交流供电系统在美国建成；1932年，意大利在米兰安装了220kV充油电缆；至1974年，美国又在大古力水电站敷设了第一根525kV单芯充油电缆。多年以来，充油电缆运行情况良好，是较高电压等级的电力电缆中最有发展前途的一个品种。但是充油电缆的运行维护较复杂，油容易燃烧，因此在20世纪70年代后，较低电压等级的充油电缆逐渐被挤包绝缘电缆代替，中国一般规定220kV及以上电缆选用。为了克服充油电缆绝缘油易燃的缺点，已经研制了不燃绝缘油并取得了成功。

zuni zhendang cichang kangraodu shiyan

阻尼振荡磁场抗扰度试验

（damped oscillated magnetic immunity test）　为确定电气、电子设备受到阻尼振荡磁场骚扰时的性能而设立的试验。阻尼振荡磁场是由中压和高压变电站中隔离开关切合母线时瞬态电流产生的。振荡频率由母线的长度、高压回路的自感、开断状态断路器的串联电容、电容式电压互感器的集中电容、电流互感器的集中电容以及高压支柱绝缘子的集中电容所决定，振荡频率范围从几十千赫到几兆赫。脉冲重复频率与切合过程中触头之间距离有关，在触头闭合时具有最大的重复频率，而触头在熄弧的极限距离下，单相最小重复频率为工频的两倍，此时会出现最大的磁场强度。

试验波形与等级　国际电工委员会（IEC）有关标准中规定，阻尼振荡磁场波形如图1所示。表中给出了阻尼振荡磁场试验等级的优先选择范围。第1级适用于有电子束的敏感装置使用的环境；第2级适用于不会受到隔离开关切合高压母线的区域，例如工业设施和变电站中的屏蔽室；第3级适用于远离隔离开关切合的中压线路和高压母线的区域（几百米），例如变电站的计算机房；第4级适用于隔离开关切合的中压线路和高压母线有一定距离的区域（几十米），例如重工业区、发电厂以及变电站的控制室；第5级适用于邻近隔离开关切合的中压线路、高压母线和大功率电气设备的区域，例如重工业厂矿和变电站的开关场；第×级为开放等级，可由有关方面另定。变电站高压母线下，在隔离开关断口处的磁场强度预计最高可达到100A/m（峰值），变电站内的磁场强度范围在10A/m（峰值）和100A/m（峰值）之间。

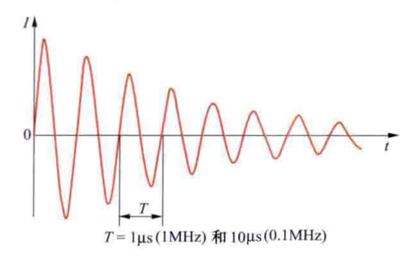


图1　阻尼振荡磁场的试验波形

阻尼振荡磁场试验等级

等级	磁场强度（A/m，峰值）	等级	磁场强度（A/m，峰值）
1		4	30
2		5	100
3	10	×*	特定

*　×是开放等级，可在产品规范中给出。

试验设备　由试验发生器和感应线圈构成。

试验发生器　应满足的要求：①输出波形与图1波形一致，并能为感应线圈提供所需电流；②在短路情况下可操作；③试验发生器接地端与实验室的安全地相连；④采取预防措施，防止可能注入供电网络或影响试验结果的磁场骚扰。试验发生器电路图如图2所示，由高压电源、充电电阻、控制时间间隔、线圈振荡电路、电容振荡电路组成。试验发生器应能产生可重复的阻尼正弦电流，具体的技术参数为：振荡频率0.1MHz±10%和1MHz±10%；3～6个周波后衰减至峰值的50%；重复率0.1MHz时至少每秒40个衰减振荡波，重复率1MHz时至少每秒400个衰减振荡波；试验持续时间为2s（+10%，−0%）或持续运行；输出电流范围为10～100A。

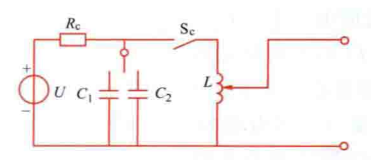


图2　试验发生器电路图

U—高压电源；R_c—充电电阻；S_c—时间控制开关；L—线圈振荡电路；C_1-C_2—电容振荡电路（在0.1～1MHz之间切换）

感应线圈　见工频磁场抗扰度试验。

试验程序　应根据受试设备技术规范中所规定的试验方案进行，电源、信号和其他功能应在其额定的范围内使用。试验等级不应超过产品的技术规范。如果不能得到实际的操作信号，则可采用模拟信号。应采用浸入法对受试设备施加持续时间为2s的阻尼振荡磁场。试验至少应在两种频率下进行，频率范围为30kHz～10MHz，推荐频率为0.1MHz和1MHz。对频率为0.1MHz的试验，其重复频率至少应为40Hz；对频率为1MHz的试验，其重复频率至少应为400Hz。重复频率将与试验频率成比例增加或减少。

试验结果的评价　见电磁抗扰度试验。

试验报告　见电磁抗扰度试验。

zuran dianlan

阻燃电缆

（flame retardent cable）　见电缆防火。

zuxing ouhe

阻性耦合

（resistive coupling）　电磁骚扰源通过电路或系统之间的电流场并以互电阻（耦合电阻）形式作用于敏感对象的电磁耦合方式。阻性耦合又称电流场耦合，可以采用恒定电流场原理直接分析，也可以先采用恒定电流场原理计算电阻，再采用电路理论间接分析。解决阻性耦合的有效措施是尽量减小骚扰源和敏感对象之间的互电阻。

原理分析　一般在电气或电子设备与系统的供电电源回路和接地回路中，都存在公共回路电阻或阻抗。图1所示电路中，骚扰源电路和敏感对象电路公用一个接地回路。在实际中，无论是电力系统中经大地泄流的接地系统，还是电子系统印制板中的接地系统，其接地材料的电导率

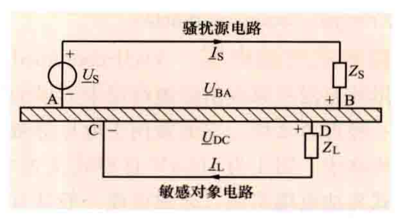


图1　连接在公共接地回路上的骚扰源和敏感对象电路

均是有限的，因此接地系统并不是一个电位为零的理想等电位系统。图1电路中骚扰源回路电流 $\underline{I}_S$ 在接地系统的D点和C点之间产生的电位差为 $\underline{U}_{DC}$，该电位差将对连接在该接地系统上的敏感对象电路产生阻性耦合影响。

等效电路　图2表示两个相邻的接地回路，图中A、B、C、D四点共线，骚扰源对应的接地回路AB由两个半径均为 a 的接地半球构成，其球心距离为 c 且远大于 a，骚扰源回路等效直流电压源的电压和内阻分别为 U_0 和 R_0，骚扰电流为直流电流 I_0，由A点流入B点流出。敏感对象对应的接地回路CD由两个半径均为 b 的接地半球构成，其球心距离为 d 且远大于 b，敏感对象回路等效电阻为 R_L。两个接地回路的中心距离为 h，将大地视为均匀土壤结构，其电导率为 σ。

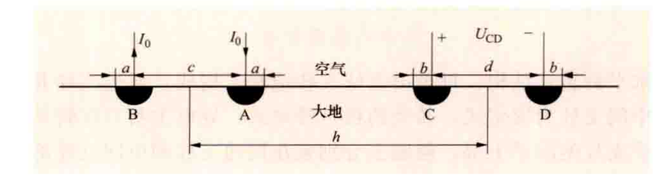


图2　两个相邻的接地回路

应用恒定电流场理论对图2所示的接地系统进行分析计算，可得骚扰源接地回路AB和敏感对象接地回路CD的自电阻分别为

$$R_{AB}=\frac{1}{\pi\sigma}\left(\frac{1}{a}-\frac{1}{c-a}\right)\approx\frac{1}{a\pi\sigma}\tag{1}$$

$$R_{CD}=\frac{1}{\pi\sigma}\left(\frac{1}{b}-\frac{1}{d-b}\right)\approx\frac{1}{b\pi\sigma}\tag{2}$$

骚扰电流 I_0 在敏感对象接地回路的C、D两点间产生的电位差为

$$U_{CD}=\frac{I_0}{2\pi\sigma}\left[\frac{1}{h-\frac{c}{2}-\frac{d}{2}}-\frac{1}{h-\frac{c}{2}+\frac{d}{2}}-\frac{1}{h+\frac{c}{2}-\frac{d}{2}}+\frac{1}{h+\frac{c}{2}+\frac{d}{2}}\right]$$
$$=\frac{cdhI_0}{\pi\sigma\left(h+\frac{c+d}{2}\right)\left(h-\frac{c+d}{2}\right)\left(h+\frac{c-d}{2}\right)\left(h-\frac{c-d}{2}\right)}\tag{3}$$

为了反映骚扰源通过接地系统对敏感对象的阻性耦合影响，通常定义耦合电阻 R_t，其表达式为

$$R_t=\frac{U_{CD}}{I_0}\tag{4}$$

对于图2所示两个相邻的接地回路，计算可得

$$R_t=\frac{cdh}{\pi\sigma\left(h+\frac{c+d}{2}\right)\left(h-\frac{c+d}{2}\right)\left(h+\frac{c-d}{2}\right)\left(h-\frac{c-d}{2}\right)}\tag{5}$$

假设两个接地回路的中心距离 h 远大于接地回路的两个接地半球之间的距离 c 和 d，则耦合电阻 R_t 可由式（6）近似计算

$$R_t\approx\frac{cd}{\pi h^3\sigma}\tag{6}$$

借助于电路理论，可以建立图3所示的接地系统阻性耦合等效电路。该等效电路不仅适用于公共接地回路，同时也适用于公共电源回路。

式（1）～式（6）适用于均匀土壤结构且接地电极周围没有其他金属接地体（敏感对象接地体除外）的情况。对于实际中更为复杂的接地系统，或在复杂土壤结构下，自电阻和互电阻的计算比较复杂，特别是接地装置周围地下存在各种交错的金属管线的情况下，实现准确计算极为困难，通常可以采用电磁场数值方法进行分析计算。

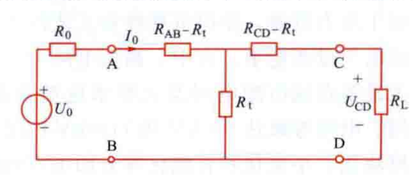


图3　接地系统的阻性耦合等效电路

抑制措施　由图3所示的等效电路可以看出，减小阻性耦合的关键是减小接地系统的互电阻，即减小耦合电阻。应用的主要方法和措施有：①减小骚扰源接地回路长度；②减小敏感对象接地回路长度；③调整骚扰源和敏感对象接地回路的方位布置；④增大骚扰源接地回路与敏感对象接地回路的中心距离；⑤提高接地系统接地材料的电导率。

zuhe dianqi

组合电器　(composite apparatus)　将两种或两种以上的高压电器按电气主接线要求组成一个有机的整体，而各电器仍保持原规定功能的装置。组合电器可设在户外，也可置于户内。组合电器中的各电气设备相互配合，有机地结合成一整体，执行一系列电气功能。各种电气设备可以按照不同的技术要求拼接，能够方便地组装和拆卸。

结构型式　按照型式不同可分为敞开式组合电器和气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）。前者是将几种常规的外绝缘暴露在空气中的高压电气设备按照电气主接线的要求组成一个整体，各电器元件仍保持原有产品的技术性能和结构特点。它压缩了常规高压电气设备的纵向尺寸，相间距离和常规电气设备布置相同。后者将母线及各组成电器元件的高压带电部位密封于充有绝缘介质的接地金属外壳内，采用积木式结构，将各设备组合成一个整体。绝缘介质大多为 SF_6 气体，也有选用矿物油或压缩空气作为绝缘介质，其绝缘特性可不受外界环境污秽和湿度等因素的影响。它不仅压缩了常规高压电器的纵向尺寸，而且减小了相间距离。

优点　与常规电气设备相比，组合电器的优点是：能缩小变电站的占地面积，减少现场安装工作，缩短了建设工期，事故率也相应减小。但是，组合电器一旦发生事故，恢复送电的时间要长一些。在价格上，敞开式组合电器比常规高压电气设备略贵，而气体绝缘金属封闭开关设备的价格一般为常规电气设备的1.5～2.0倍。在土地价格昂贵的大城市、场地面积受到限制的水电站以及严重污秽地区，通常要根据技术经济比较优先考虑使用相应的组合电器。

发展趋势　组合电器是从20世纪50年代开始发展起来的。60年代后期，气体绝缘金属封闭开关设备因具有体积小、可靠性高、免维护等优点而得到迅速发展。近年来，已经有了统一的标准和技术条件，也有成套的试验设备和安装维护的专用工具、设备和仪器。初期，组合电器是由高电压向超高压方向发展，而后，中、低压等级的组合电器也得到迅速发展。到80年代，敞开式组合电器和气体绝缘金属封闭开关设备都得到迅速发展。一方面负荷开关-熔断器等组合电器广泛应用，另一方面12～40.5kV电压等级的气体绝

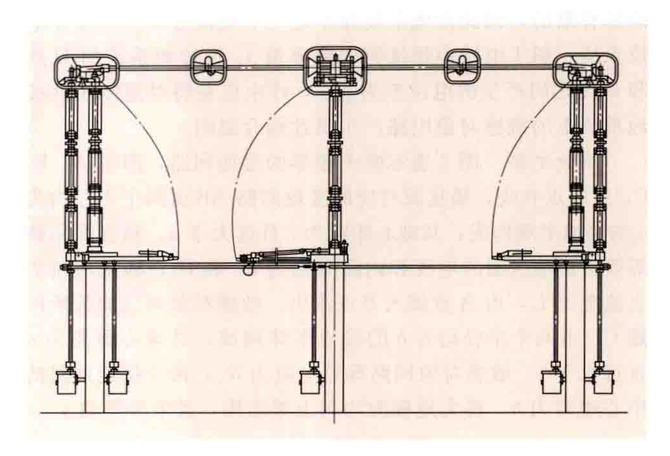
缘金属封闭开关设备相继出现，如矩形外壳的C-GIS，它通常充入低压力（小于0.12MPa）SF_6气体，因此它的外壳不属于压力容器，使得可靠性和工艺性大大提高，并开始与常规电气设备竞争。在中、高压电网中，气体绝缘金属封闭开关设备在城市配电网及大型水电站内越来越广泛地得到应用。电压等级达800kV和1100kV的组合电器已能制出，在模块化、小型化和智能化等方面也得到提高和完善。

zuheshi geli kaiguan

组合式隔离开关（combined disconnector） 由两组隔离开关组合而成，包括支柱绝缘子、动触头、静触头等部分的隔离开关。组合式隔离开关可分为两类：三柱水平伸缩式双断口组合式隔离开关和五柱水平翻转式四断口组合式隔离开关。

三柱水平伸缩式双断口组合式隔离开关的工作原理是：静触头安装在中间的支柱绝缘子顶部，两侧的支柱绝缘子分别安装折叠活动臂。折叠活动臂收缩时，隔离开关处于断开位置，在两个垂直支柱之间形成水平断开点，起到隔离作用；当折叠活动臂水平伸直时，隔离开关处于合闸位置。折叠活动臂沿着回路中心线的方向运动，不占有相间空间，因此需要的相间距离较小，但折叠活动臂结构相对较复杂。其结构示意如图所示。

五柱水平翻转式四断口组合式隔离开关由底座、支柱绝缘子、导电部分、操动机构等组成，采用单极五柱双断口水平翻转式结构：每极由五柱支柱绝缘子构成，两边支柱和中间支柱为固定式，其余两柱是转动式；导电主闸刀在转动式支柱绝缘子上部，静触头分别装在两边支柱和中间支柱绝缘子上部，操动机构带动转动式支柱绝缘子转动进行分合闸操作。



组合式隔离开关

组合式隔离开关合闸时，动触头向上缩回合拢折叠或水平旋转，与其对面的静触头形成空气间隙以可靠地隔离断口；合闸时，动触头可靠地钳夹在静触头静触杆。两组隔离开关的两个动触头共用一个静触头支柱，既降低了成本，又节省了占地面积。

大 事 年 表

公元 220～280 年

- 在三国时期（公元 220～280 年）和南北朝时期（公元 420～581 年），中国古籍上就有“避雷室”的记载。

1688 年

- 法国旅行家卡勃里欧别·戴马甘兰在《中国新事》一书中记载了“中国新事屋宇上的龙头金属舌头，伸向天空，舌根连着一根根细的铁丝，直通地下”，说明了中国人很早开始制造并使用避雷针。

18 世纪 50 年代

- 美国人本杰明·富兰克林（Benjamin Franklin）发表避雷针理论之后不久，法国一位工程师即按其理论建立一个避雷针，并且很快发生一次接闪，这是人类首次主动设法改变雷闪途径，也是直击雷可以防护的证明。

1876 年

- 俄国人 П. Н. 雅布洛奇科夫（П. Н. Яблочков）采用有两个绕组的感应线圈，第一个线圈连接到交流发电机，第二个线圈的输出为照明供电。

1880 年

- 美国人 T. A. 爱迪生在纽约城用绕包麻带的铜棒穿在铸铁管中浇注沥青后作为配电照明用，是最早的直流电缆。
- T. A. 爱迪生在美国纽约、费兰蒂（Ferranti）在英国伦敦安装了世界最早的电力电缆线路。

1881 年

- 法国首先以直流发电机电压直接送出供电，从而开始了低压直流供电系统的实际应用。
- 英国人 O. 亥维赛（O. Heaviside）研究了电报传输的干扰问题，发表了《论干扰》的论文，开启了电磁兼容的研究。

1882 年

- 在德国首次建成了 2kV、1.5kW、57km 向慕尼黑国际展览会送电的直流输电线路。

1883 年

- 法国人 L. 高兰德（L. Gauland）和英国人 J. D. 吉布斯（J. D. Gibbs）制成铁芯开路的变压器（当时称为“二次发电机”）。

1884 年

- 匈牙利人 K. 齐伯诺夫斯基（K. Zipernowsky）、O. 布拉什（O. Blathy）、M. 德里（M. Deri）发明具有实用意义的铁芯闭合的芯式和壳式变压器；次年使用“变压器”替代“感应线圈”和“二次发电机”等术语。

1885 年

- 出现单相交流输电。

1888 年

- 美籍塞尔维亚裔 N. 特斯拉（N. Tesla）发表《交流电动机和变压器的新系统》论文，系统论述了交流电的产生和使用。
- 俄国人发明了三相交流发电机。
- 德国人 H. R. 赫兹（H. R. Hertz）通过火花放电实验，确认了电磁波的存在，通过电磁波的发生和接收，验证了电磁波的传播符合麦克斯韦的电磁场理论。

1889 年

- 英国邮电部门研究了通信中的电磁干扰问题，标志着电磁兼容的研究开始走向工程化和产业化。

1890 年

- 发明了间隙串联熔断器的避雷器。

1891 年

- 俄国建成了三相交流 13.8kV 线路及与之配套的升压与降压变压器，从此确立了三相交流供电方式。
- 德国人实现了三相交流输电，该工程从劳芬镇到法兰克福，全长 175km，输电电压为 15.2kV。该工程的建设奠定了近代输电技术的基础。

1897 年

- 中国第一根电力电缆线路在上海投入使用。

1898 年

- 美国建成了长度约 120km 的 33kV 交流线路，采用针式绝缘子。

1900 年

- 法国两位化学家 H. Moissan 和 P. Lebean 第一次用氟和硫合成得到六氟化硫气体（SF_6）。

1906 年

- 国际电工委员会（IEC）成立，是世界上成立最早的国际性电工标准化机构，负责有关电气工程和电子工程领域中的国际标准化工作。
- 法国建成连接穆捷（Moutier）电厂至里昂（Lyon）铁路总站的 HVDC 输电线路，起始电压等级 57.6kV（后升至 125kV），总长 180km，大部分采用架空线，在里昂市区采用了一对 4km 长粘性油浸纸绝缘（MI）地下电缆，这根电缆被认为是首条商业运行的高压直流电缆。

1907 年

- 美国人 E. M. 休利特（E. M. Hewlett）与 H. W. 巴克（H. W. Buck）发明了悬式绝缘子，加速了输电电压的提高，并于 1908 年建成了 110kV 线路。

1908 年

- 中国建成石龙坝水电站—昆明 22kV 输

电线路。

1910～1914 年
- 美国和俄国都研制了钢芯铝绞线以扩大导线直径，把输电电压提高到 150kV。在研究 220kV 电压时，发现了绝缘子串的电压分布不均的现象，从而又设计了均压环应用于 220kV 及以上的线路。

1911 年
- 美国人 F. W. 皮克（F. W. Peek）通过对清洁干燥的导线试验，最早提出了电晕损失的计算公式。

1914 年
- 德国人 W. 彼得森（W. Peterson）于 1914 年提出利用接地避雷线防雷的理论，认为其作用在于降低输电线路绝缘上的感应过电压。
- 美国俄亥俄州的一家公司创造出了圆盘式的悬式绝缘子，这种绝缘子链的各元件连接得很灵活，因此当时称之为铰链式绝缘子。

1916 年
- 美国旧金山成功敷设了长 6km 的 12kV 3 芯海底电缆。

1917 年
- L. 埃曼努埃利（L. Emanueli）发明了充油电缆。

1918 年
- 美国西屋公司制造出了新型针式绝缘子，这种绝缘子的电场比以前的绝缘子要均匀，所以它的冲击系数不大。

1921 年
- 中国建成石景山发电厂—北京 33kV 输电线路。

1922 年
- 美国西屋公司（WH）制出了自动阀型避雷器。
- 日本东京采用了排管敷设的电缆线路。

1923 年
- 美国建成世界上第一条 230kV 输电线路，采用均压环解决了绝缘子串电压分布不平衡的问题。

1924 年
- 瑞士摩托公司首先创造出有两个伞裙的绝缘子，它的击穿电压很高，这是棒式绝缘子的前身，历史上称为摩托型绝缘子。
- 132kV 的充油电缆交流供电系统在美国建成。

20 世纪 20 年代中期
- 美国人斯蒂尔（Still）提出，利用断路器重合闸消除瞬时短路包括雷击引起电力线路短路跳闸来保证电力供应，到 30 年代各国已广泛采用。

1925～1926 年
- 美国人 F. W. 皮克（F. W. Peek）第一个在实验室内利用冲击电压发生器造成“人工雷”对避雷针模型放电，研究保护范围——保护系数与雷云高度对针高之比的关系，并研究了雷云极性对保护系数的影响。

1928 年
- 具有栅极控制能力的汞弧阀研制成功，它不但可用于整流，同时也解决了逆变问题。大功率汞弧阀使直流输电成为现实。
- 美国纽约电力和照明公司在 33kV 线路上应用了世界首套串联电容补偿装置。

1929 年
- 美国通用电力公司（GE）制出契利特阀型避雷器，使系统雷击损坏率下降 90%。
- 美国人 F. W. 皮克（F. W. Peek）出版了《高电压工程中的介电现象》，通过一系列电晕放电的实验研究，总结出导线表面起晕场强、起晕电压、电晕损耗等经验公式。为后来输电线路电晕损耗、无线电干扰和可听噪声的计算奠定了基础。

1932 年
- 意大利米兰安装了世界第一条 220kV 充油电缆线路。

1933 年
- 中国建成抚顺电厂—鞍山 44kV 输电线路。
- 国际电工技术委员会（IEC）和国际广播联盟（UIR）连同与此有关的其他一些国际组织共同成立了国际无线电干扰特别委员会（CISPR）。

1934 年
- 国际无线电干扰特别委员会（CISPR）在法国巴黎举行了第一次会议。
- 中国建成延边—老头沟 66kV 输电线路。

1935 年
- 中国建成抚顺电厂—鞍山 154kV 输电线路。

20 世纪 30 年代中期
- 英国皮尔金顿公司研制出悬式钢化玻璃绝缘子。

1937 年
- 美国建成 287kV 输电线路，从波得尔水电站至洛杉矶，全长 455km。

1939 年
- 中国第一根国产电缆在云南昆明生产。

20 世纪 30 年代末期
- 德国研究了雷击输电线路时雷电流在各相邻杆塔的分布，实际上引入了分流系数的概念。

1941 年
- 中国建成天津第一发电厂—塘沽 77kV 输电线路。

1943 年
- 中国建成镜泊湖水电站—延边 110kV 输电线路。
- 中国建成水丰水电站—大连 220kV 输电线路。

1944 年
- 德国电气工程师协会（VDF）制定了世界上第一个电磁兼容规范 VDF0878。
- 美国敷设了第一条 3kV 的聚乙烯电缆。

1945 年
- 美国颁布了第一个电磁兼容军用标准和设计规范 JAN-I-225。

1947 年
- 5 月，中国建设委员会和交通委员会联合发布《电话线及电力线交叉平行设置规则》18 条，这是中国最早一部电磁兼容标准。

1949 年
- 中国已在东北地区建成少数 154、220kV 变电站。

1949 年开始

- 中国首先明确把北京、天津、唐山的77kV和东北地区的154kV消弧线圈接地系统，分别改造为110kV和220kV的直接接地系统，从而统一了输电电压为220kV/110kV两级，形成经济合理的电压等级。
- 中国统一和简化了电压等级，逐步建立起中国国家电压标准，于1959年第一次颁布了国家标准GB 156《额定电压》。

20 世纪 50 年代

- 英国和挪威最早研制出第一套谐振试验装置用于电缆试验。

1950 年

- 世界第一个220kV串补站在瑞典斯塔德福森（Stadsforsen）到哈尔斯卑格（Hallsberg）长480km的220kV线路上建成投运，补偿度为20%，使线路输送容量提高了25%。
- 国际无线电干扰特别委员会（CISPR）成为国际电工技术委员会（IEC）所属的一个特别委员会。这是国际上最早成立的国际性无线电干扰标准化组织，主要负责制定9kHz以上、最高达400GHz的人为电磁骚扰的基础标准和产品标准。

1950 年夏

- 中国在黑龙江鸡西安装苏联提供的35kV断路器，这是中国第一批带重合闸的少油断路器。

1952 年

- 瑞典首先建成380kV线路及变电站。
- 中国开始设计具有自己技术特点的线路。在京津唐电力系统的110kV线路建设中采用工厂预制钢筋混凝土电杆。

1954 年

- 美国建成345kV线路。
- 1月26日，松（丰满）—东（东陵）—李（李石寨）输变电工程投产运行。该工程是中国自主设计、施工的第一条220kV输电线路，从吉林省松花江丰满水电站到辽宁省抚顺市李石寨变电站，全长369.25km，横跨两省三市六县，共有铁塔919基。1952年7月开始设计，1953年7月15日正式开工。线路采用铁塔，与以后兴建的辽宁电厂—李石寨、阜新电厂—青堆子等220kV线路，组成了当时东北电网的220kV网架的主要部分。
- 世界上第一个工业性直流输电工程（哥特兰岛直流工程）在瑞典投入运行。
- 中国第一个自主研制的35kV串联电容补偿装置（黑龙江鸡西—密山线路）投运。

1956 年

- 苏联建成伏尔加河古比雪夫水电站—莫斯科的400kV线路，并于1959年升压到500kV。

1958 年

- 华东电网建成望亭电厂—上海220kV输电线路。
- 导线力学性能实验室在中国北京房山建成。实验室主要定位为：输电线路导线金具系统力学特性理论研究；导线振动、舞动及绝缘子串风偏等机理与防治技术研究；导线和电力金具新产品研发和性能研究、试验检测，可以开展线路金具研发、关键力学问题研究及线路金具产品质量检测。

1959 年

- 苏联建成500kV变电站。
- 中国第一条110kV充油电缆线路在南京投入使用。
- 线路杆塔实验站在中国北京良乡建成，并于1978、1999、2003年和2007年先后进行了扩建与技术改造，可进行杆塔全高90m以下各电压等级各类型杆塔的真型力学强度试验，也可进行杆塔模型及其部件的试验。

20 世纪 60 年代

- 欧洲各国普遍采用380kV级输电电压，北美和日本则建设大量500kV线路。
- 中国应用并联谐振和串联谐振装置进行变压器耐压试验。
- 中国开始直流输电的研究。
- 磁控型可控并联电抗器开始得到工业应用。

1960 年

- 华东电网建成新安江水电站—杭州220kV输电线路，并延伸至上海。

1961 年

- 中国水电部、邮电部、铁道部和通信兵部共同出版了《防止和解决电力线路对通信、信号线路危险和干扰影响的原则协议》，该文件成为中国第一部解决输电线路对通信线路及信号系统影响的技术文件。

1962 年

- 中国华东电网220kV网架的主要部分初步形成。在上海—杭州220kV线路上，中国首次采用自主设计、自主研制的220kV串补站和单相重合闸装置。
- 国际大电网会议上，超高压电压标准化国际工作组建议：①原来主要采用220kV或230kV的国家，最好选用500/230kV电压系列；②原来主要采用330kV或345kV的国家，最好选用750/330/110kV电压系列；③在同一个国家内最好选用一种电压序列，这样可避免不同电压的电网互联时需要安装互联变压器，而增加投资与运行费用。
- 苏联建成±400kV工业性试验线路，随后又建设了±750kV长距离直流线路。

1964 年

- 德国西门子公司推出220kV/15kA的4断口六氟化硫断路器。

- 英国GEC公司研制成功第一台自饱和并联电抗器型静止无功补偿装置，并用于埃塞俄比亚的一台电弧炉上。
- 国际电气与电子工程师协会（IEEE），即美国电气工程师协会（AIEE）前身，将射频干扰学会（RFI）更名为电磁兼容学会（EMC），该学会是电磁兼容研究影响力最大的国际学术组织。

1965年
- 加拿大首先建成735kV输变电工程，线路由蒙特利尔市至魁北克市，全长600km。

1966年
- 中国第一个自主研制的220kV串联电容补偿装置（新安江水电站—杭州线路）投运。

1967年
- 苏联建成750kV线路。
- 美国科学家马丁 A. 乌曼（Martin A. Uman）等人成功进行了历史上首次火箭引雷的试验。
- 加拿大魁北克水电局研究所成立，是北美最大的综合电气设备试验研究基地，实验室拥有两条综合试验线路，用于输、配电线路的机械力学性能试验和研究。
- 美国通用电力公司（GE）和电力研究所（EPRI）首先开展了特高压试验研究并在匹茨菲尔德建立了特高压试验站。

1968年
- 日本大阪松下电气公司研制出了新一代无间隙避雷器，即氧化锌避雷器，开始应用于电子工业。

1969年
- 5月，美国建成世界上第一条765kV线路。
- 美国电力公司（AEP）与瑞典通用电气公司（ASEA）合作，在美国印第安纳州莱克威尔建设了特高压试验站，占地1600m×800m。

1970年
- 瑞典首先在哥特兰岛直流输电工程原有的汞弧阀换流器上，扩建了直流电压为50kV、输送功率为10MW的晶闸管换流阀试验工程。
- 美国第一条±400kV直流线路建成，1985年升压到±500kV。

1970～1995年
- 美国陆续投运了太平洋联络线±500kV远距离直流输电工程，工程输电容量为3100MW，采用架空线路，全长1362km。

1972年
- 加拿大投运了纳尔逊河双极Ⅰ±500kV直流输电工程，输电功率为2000MW，线路全长为930km。
- 中国第一条超高压输电线路刘家峡—关中330kV交流输变电工程投运。输电线路全长534km，输电容量可达420MW，是当时中国最长的线路。它是中国自主设计、自主制造设备、自主施工安装的，采用了330kV串联电容补偿装置和并联电抗器、单相重合闸、二分裂导线等技术措施。该输变电工程在西北地区首次建成330kV变电站，初步形成了中国陕甘青的电网骨架。
- 国际大电网（CIGRE）会议文章首次推荐把多相交流输电用于电力系统，其后世界上建立了若干个试验基地。
- 世界上第一项全部采用晶闸管换流的伊尔河直流背靠背工程在加拿大投入运行。从此以后，世界上新建的直流输电工程均采用晶闸管换流阀。与此同时，原来采用汞弧阀换流的直流工程也逐步被晶闸管换流阀所替代。
- 加拿大建成世界上第一座晶闸管换流站（伊尔河换流站）。
- 世界第一套晶闸管投切电容器型静止无功补偿装置开始得到工业应用，由瑞典通用电气公司（ASEA）制造。
- 中国武汉市一个工厂生产出中国第一批氧化锌压敏元件，属于世界上少数几个继日本之后能制造金属氧化物避雷器（MOA）的国家之一。

1973年
- 日本制成±500kV直流充油电缆。

1974年
- 美国大古力安装了世界第一条525kV充油电缆线路。

1976年
- L. 久格依（L. GYUGYI）首次提出了利用半导体变流器进行无功补偿的理论。
- 晶闸管控制变压器型可控并联电抗器开始得到工业应用。

1977年
- 世界第一套电网用静止无功补偿装置演示运行（美国Tri-state G&T系统）。
- 国际电工技术委员会（IEC）成立了第77技术委员会（TC77），该委员会是IEC专门的电磁兼容技术委员会，主要负责制订整个频率范围内的电磁抗扰度、9kHz以下低频范围内的电磁发射以及国际无线电干扰特别委员会（CISPR）不涉及的开关操作等引起的高频瞬态电磁骚扰现象的基础标准、通用标准和产品标准。

1978年
- 加拿大投运了纳尔逊河双极Ⅱ±500kV直流输电工程，输电功率为2000MW，线路全长为940km。
- 中国首套磁控型可控并联电抗器投入运行（武汉钢铁公司）。
- 美国电力科学研究院（EPRI）开始了变电站电磁环境与电磁兼容的系统研究工作，涉及建模方法、预测计算、测量技术和电磁骚扰抑制技术等。

1979 年

- 在坦帕（Tampa），M. J. 马斯特（M. J. Master）观察了自然雷电在输电线路附近产生的电场以及在输电线路上产生的过电压，首次在仿真计算程序中考虑了水平电场的影响。

20 世纪 80 年代初

- 中国开始电力系统用复合绝缘子的研究，清华大学、武汉大学、华东电力试验研究院、西安电瓷研究所等单位经过“七五”期间的艰苦攻关，研制出棒形悬式硅橡胶复合绝缘子，并一直沿用至今。

1980 年

- 日本研制出世界首套静止同步补偿装置样机，采用了晶闸管强制换相的电压型逆变器。
- 日本首次研制出 500kV 交流交联聚乙烯绝缘电缆。

1981 年

- 12月，平顶山—武昌 500kV 交流输变电工程投运，是中国首批 500kV 超高压输变电工程项目之一，经湖北省荆门市双河变电站至武昌凤凰山变电站，全长 595km，单回线路设计输送容量为 1000MW。接着中国其他地区也相继采用 500kV 级电压。1978 年 8 月开始设计，1979 年 11 月开工兴建。工程中采用了中国第一套输电网用静止无功补偿装置（位于湖北凤凰山变电站），也是世界上首例采用晶闸管投切电容器＋晶闸管控制电抗器型静止无功补偿装置用于 500kV 输电系统。

1982 年

- 中国自主研制的首套磁控型可控并联电抗器投入运行（武汉湛家矶变电站）。

1983 年

- 中国颁布了第一个电磁兼容国家标准 GB 3907—1983《工业无线电干扰基本测量方法》。
- 中国电机工程学会成立了电磁干扰分专业委员会，1988 年更名为电磁干扰专业委员会，该专业委员会主要开展输变电工程中电磁环境与电磁兼容的学术活动。

1985 年

- 苏联建成了第一条 1150kV 电压等级的埃基巴斯图兹—科克切塔夫—库斯坦奈特高压输电线路和变电站，输电距离 890km，1992 年开始降压为 500kV 运行。
- 英国和法国投运了英—法海峡直流输电工程，输电电压为 2×±270kV，输电容量为2×1000MW，该工程采用电缆线路，线路全长 72km。

1986 年

- 巴西投运了伊泰普I直流输电工程，总功率为 3150MW，采用±600kV 输电电压，输电距离为 785km。
- 中国首个采用 500kV 气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）的江门 500kV 变电站建成投运。
- 美国著名电力专家 N. G. Hingorani 博士首先提出了灵活交流输电系统（FACTS）概念。
- 世界首套静止同步补偿装置（±1Mvar）投入运行（美国电力研究院、西屋公司研制）。
- 中国成立了全国无线电干扰标准化技术委员会，该委员会的主要任务是发展中国无线电干扰标准化体系，组织制定、修订和审查国家标准，开展与国际电工技术委员会（IEC）和国际无线电干扰特别委员会（CISPR）相对应的工作，进行相关产品的质量检验和认证。
- 中国发布了国家标准 GB 6830—1986《电信线路遭受强电线路危险影响的容许值》，给出了各种类型的输电线路以及电气铁道接触网等对邻近电信线路可能产生的危险影响容许值。

1987 年

- 中国建成了自行设计、全部应用国产设备的舟山±100kV 直流输电工程。它从浙江电网跨海向舟山群岛供电，包括宁波整流站、舟山逆变站、42km 直流架空线路和 12km 海底电缆，它是利用直流输电向一个小电网供电的典型实例，也是取得直流输电设计、制造、施工、安装、调试和运行经验的实验工程。
- 美国 PTI 公司在其马耳他（Malta）试验基地建设了 6 相和 12 相试验线路。
- 湖北襄樊一家电力设备企业开始生产复合绝缘子，并于 1988 年正式生产出中国第一支复合绝缘子。

1988 年

- 日本开始建设柏崎—西群马—东山梨特高压输电线路，长度约 190km，该 1000kV 输电线路于 1993 年以 500kV 电压投运；并于 1999 年建成南磐城—东群马—西群马特高压输电线路，长度约 240km，也以 500kV 电压投入使用。

1989 年

- 瑞典和芬兰投运了芬挪—斯堪工程，该工程采用 400kV 输电电压，输送功率为 500MW，整条输电线路由 33km 架空线和 200km 电缆线组成。
- 中国第一个超高压、大容量、远距离直流输电工程——葛洲坝—上海±500kV 直流输电工程单极 600MW 投入运行。它是从葛洲坝水电站的宋家坝换流站，以架空直流输电线路与上海的南桥换流站相连接，全长 1045km，单极容量 600MW，双极容量 1200MW。

20 世纪 90 年代

- 采用计算机及数学模型为基础的全数字仿真技术发展起来。
- E. 汤姆森（E. Tomson）制出了磁吹间

隙，用来保护直流电力设备。

20 世纪 90 年代中期

- 美国 ABB 公司开始研制一种新型输电技术，称为电压源型直流输电（也称轻型直流输电，HVDC - Light）。这项技术利用电压源型换流器和绝缘栅双极型晶体管（IGBT）等全控型电力电子器件，并结合脉宽调制技术（PWM），实现功率和电能质量的控制。

1990 年

- 巴西投运了伊泰普Ⅱ直流输电工程，总功率为 3150MW，采用±600kV 输电电压，输电距离为 805km。
- 印度投运了里汉德—德里直流输电工程，采用±500kV 输电电压，输电容量为 1500MW，线路长度为 910km。
- 葛洲坝—上海±500kV 直流输电工程双极 1200MW 全部投入运行，线路全长 1052km，全线铁塔 2701 基。工程首次将华中与华东两大区域电网连接起来，以获得联网效益，并将葛洲坝水电站的季节性电能东送华东以得到充分利用，在华中电网装机有余量的情况下还可将电能送往上海。

1991 年

- 中国发布了电力行业标准 DL/T 437—1991《高压直流接地极技术导则》，该标准规定了直流接地极的技术条件、接地极附近跨步电压限值和变压器绕组直流电流允许值、试验项目与试验方法以及运行维护等。该标准于 2012 年修订为 DL/T 437—2012《高压直流接地极技术导则》。

1992 年

- 纽约州电气和煤气公司（NYSEG）和美国电力研究院（EPRI）等单位，在 NYSEG 系统纽约宾厄姆顿（Binghamton）附近，将古迪（Goudey）到奥克代尔（Oakdale）之间已建成的双回 115kV 三相交流输电线路改造成单回 93kV（线电压）6 相输电线路，全长 2.4km，线路两端通过两台三相转换变压器与三相交流输电系统相连，一台接成 Ynd，另一台反接成 Ynd。该线路已联合运行多年，这说明多相交流输电已进入了工业性的试验和试运行阶段。
- 美国西屋公司的 L. 久格依（L. Gyugyi）提出了统一潮流控制器的概念。
- 世界首套可控串联补偿装置，即美国凯恩塔（Kayenta）串补站投入运行。
- 国际电工委员会第 77 技术委员会（IEC TC77）陆续颁布了一系列电磁兼容性标准，即 IEC 61000 系列标准，其中 IEC 61000-4 是关于电磁兼容性试验和测量技术的基础标准。中国等同采用该系列标准，对应的标准系列为 GB/T 17626。
- 中国颁布了一系列无线电台（站）电磁环境要求的国家标准，如 GB 13617—1992《短波无线电收信台（站）电磁环境要求》、GB 13614—1992《短波无线电测向台（站）电磁环境要求》、GB 13616—1992《微波接力站电磁环境保护要求》、GB 13618—1992《对空情报雷达站电磁环境防护要求》、GB 13615—1992《地球站电磁环境保护要求》等，这些标准成为解决输变电工程对无线电台站影响及其防护设计的依据。
- 3 月，为配合二滩水电站的电力送出，500kV 二滩输变电外送工程开工建设。建设自二滩水电站经昭觉、自贡至成都和重庆 500kV 输电线路共 2072km，建设 5 个 500kV 变电站和 1 个开关站，变电容量共 525 万 kV·A。二滩至自贡输电线路翻越大、小凉山，铁塔最高海拔 3568m，最大覆冰 50mm，是中国第一项途经高海拔且重覆冰的 500kV 线路。自贡至成都段线路长 168km，是中国第一条全线采用同塔双回的 500kV 输电线路。工程于 2000 年 12 月全面投运。

1994 年

- 中国发布了电力行业标准 DL 5033—1994《送电线路对电信线路危险影响设计规程》，该规程适用于 35～500kV 三相交流架空输电线路对邻近电信线路危险影响的防护设计，并于 2006 年修订为 DL 5033—2006《输电线路对电信线路危险影响和干扰影响防护设计规程》。
- 中国西安交通大学对分频输电开展了系统的研究工作。美国、德国、南非、印尼、日本对分频输电方式都非常关注。20 世纪 40～50 年代，苏联学者曾提出将频率减低到 25Hz 或$16\frac{2}{3}$Hz 的方法，以提高交流输电的稳定极限和输送距离。2004 年，加拿大采用世界上第一台变频电机以提高输电容量。

1995 年

- 东京电力公司建成了新榛名特高压试验站，是一个以验证设备可靠性、工程可行性和开发新技术为目的而建设的试验站。

1996 年

- 中国第一条百万伏级特高压试验线段在武汉建成，该线段长度为 200m，中间有一基真型特高压拉 V 塔。这一试验线路的建成标志着中国进入百万伏级电压等级的研究阶段。
- 欧洲共同体 12 个国家和欧洲自由贸易联盟的北欧 6 国共同宣布，1999 年 1 月 1 日起，实行电磁兼容许可证制度，使

得电磁兼容性认证与电工电子产品安全性认证处于同等重要的地位。

- 世界卫生组织（WHO）针对公众对电磁场健康影响的关注，启动了为期10年的全球性“国际电磁场计划”项目，以各国已积累的大量研究成果为基础，组织开展针对电磁场曝露健康影响的全面风险评估。

1997年

- 3月，世界上第一个采用IGBT构成电压源换流器的直流输电工业性试验工程——瑞典霍尔斯扬电压源型直流输电工程投入试运行。工程容量为3MW，直流电压±10kV，两侧交流电压均为10kV，是世界上第一个采用电压源换流器（VSC）技术进行输电的试验性工程。工程的起点是位于瑞典中部的霍尔斯扬换流站，经过一条用交流线路改造的10km架空线路，将电能传送到位于瑞典中部的哥狄斯摩处的换流站。
- IEEE电力工程学会（PES）的冬季会议上将灵活交流输电系统定义为有电力电子型或其他静止型控制器的加强系统可控性和增加功率传输能力的交流输电系统。
- 国际大电网组织（CIGRE）发布了124号技术文件《发电站与变电站电磁兼容导则》，给出了发电站和变电站内的各种电磁骚扰特征，指出了电磁耦合途径，推荐了试验测量与建模计算方法，给出了抑制电磁骚扰的有效措施，该文件已成为指导解决发电站和变电站电磁兼容问题的重要技术文件。

1998年

- 印度投运了强德拉普尔—波德海直流输电工程，采用±500kV输电电压，输电容量为1500MW，线路长度为743km。
- 世界上第一套工业用统一潮流控制器投入运行，安装在美国肯塔基州的艾内兹（Inez）变电站，总容量为±320Mvar，由美国电力公司、美国电力研究院和西屋公司合作开发。
- 美国电力研究院、纽约电力公司、西屋公司、电力技术公司（PTI）提出了可转换静止补偿器的概念。
- 国际非电离辐射防护委员会（ICNIRP）提出了《限制时变电场、磁场和电磁场（300GHz以下）曝露的导则》，规定了不同频率包括电力频率（工频）的公众和职业人员的电磁场曝露的基本限值和参照水平。
- 中国国家环境保护局颁布了HJ/T 24—1998《500kV超高压送变电工程电磁辐射环境影响评价技术规范》，规定了500kV超高压送变电工程环境影响的工频电场、工频磁场、无线电干扰、可听噪声的限值和评价标准，也可参照本规范应用于110、220kV及330kV送变电工程环境影响的评价。
- 北欧化工公司（Borealis）基于化学改性方法研制出交联聚乙烯高压直流电缆材料，自此交联聚乙烯高压直流电缆的应用逐渐增多。

1999年

- 11月18日，昌平—房山500kV紧凑型交流输电线路建成投运，是中国建成的第一条500kV紧凑型输电线路。
- 12月，瑞典哥特兰岛轻型直流输电（Gotland Light）工程（轻型直流输电在中国称电压源型直流输电或柔性直流输电）投运，该工程输电容量60MV·A，输电电压80kV，线路总长70km，用于风电场与电力系统的连接。
- 中国首套输电网用静止同步补偿装置投运（河南朝阳变电站）。
- 中国颁布了电磁兼容认证管理办法。
- 世界第一条高温超导电缆原型线路在美国正式挂网运行。

2000年

- 日本±250kV纪伊海峡高压直流输电工程投运，该工程输电容量为1400MW，由51km架空线路和51km电缆线路构成。
- 西电东送重点工程天生桥—广州±500kV直流输电工程（1800MW，960km）顺利投入运行。随后，西电东送工程全面铺开，中国建设了三峡—常州、三峡—上海、三峡—广东、贵州—广东第一回、贵州—广东第二回、德阳—宝鸡、荆门—沪西、呼伦贝尔—辽宁等±500kV直流输电工程。
- 中国建成第一个500kV固定串补站——三堡串补站。
- 日本安装了世界第一条长距离500kV交联聚乙烯电缆线路。
- 中国成立了全国电磁兼容标准化技术委员会，其主要任务是负责中国电磁兼容标准化技术工作以及国际电工技术委员会（IEC）第77技术委员会（TC77）的中国归口工作，推进IEC 61000系列电磁兼容标准对应的国家标准制定、修订工作，并对电磁兼容需制定的政策、法规、标准化工作及组织建设提出建议。
- 中国发布了电力行业标准DL/Z 713—2000《500kV变电所保护和控制设备抗扰度要求》，提出了500kV变电站的保护、控制及通信系统设备在其电磁

环境中的电磁抗扰度要求，给出了评定各种功能抗干扰性能的判据。

2002 年

- 国家电网公司岩土工程实验室建成，位于中国北京房山，实验室包括输变电工程地基基础大型室内多功能力学试验系统与输变电工程地基物理力学参数试验系统两大部分。
- 国际电气与电子工程师协会（IEEE）提出了 IEEE Std. C95.6—2002《人体电磁场曝露安全水平的 IEEE 标准（0～30kHz）》，规定了0～3kHz 包括电力频率（工频）的公众和职业人员的电磁场曝露的基本限值和参照水平。
- 日本完成一组 100m、66kV/1kA 的平行三芯超导电缆试验系统，2003 年又完成 500m、77kV/1kA 的高温超导电缆试验。

2003 年

- 6 月，三峡—常州±500kV 直流输电工程双极投运，工程建设历时 3 年，是三峡电力送出的标志性工程，三峡送电华东的主干通道，中国第三个大型直流输电工程。首次引进了国际先进的主设备制造技术，是当时世界上单个换流器功率最大的工程。
- 中国在广西平果建成第一个 500kV 可控串补站，也是亚洲首个可控串补工程。
- 世界上第一台工业用可转换静止补偿器全部投运，安装在美国纽约州的马西（Marcy）345kV 变电站，由美国纽约电力局、美国电力研究院、西门子公司和多家电气公司合作开发。
- 中国对电子设备实行电磁兼容强制性认证，从此电磁兼容认证与电子电工产品安全认证、中国进口电子产品安全认证一起，构成中国的 3C 认证。

2004 年

- 6 月，安各庄 500kV 变电站正式投入运行，位于河北省唐山市滦南县安各庄镇，是华北地区重要的枢纽变电站。
- 中国第一条高温超导电缆线路在云南昆明投入运行。
- 中国自主研制的首套输电网静止无功补偿装置（晶闸管控制电抗器型，安装于鞍山红一堡变电站）投入运行。
- 三峡—广东±500kV 直流输电工程建成投运，额定电流 3000A，额定功率 3000MW，2002 年开工建设，线路全长 940km，解决了三峡大型电站向广东地区的送电问题，实现了华中电网与南方电网的非同步联网。
- 中国自主研制的首套可控串联补偿装置（安装于甘肃早成 220kV 变电站）投入运行。

2005 年

- 中国第一个自主设计、自主建设的灵宝背靠背直流联网工程Ⅰ期工程灵宝背靠背换流单元Ⅰ投入运行，并于 2008 年扩建。
- 9月26日，官亭—兰州 750kV 交流输变电工程投运，它是中国第一个 750kV 超高压输变电工程，也是世界上海拔最高的 750kV 输变电工程，海拔在 1735～2873m 之间，同时是西北 750kV 网架建设的启动工程，具有示范作用。2004 年 8 月开工建设，全长 141km。
- 中国开展向家坝—上海及云南—广东 2 条±800kV 特高压直流输电示范工程建设，在常规直流输电技术的基础上实现突破。
- 中国最长的跨海桥梁敷设电缆工程——上海临港—洋山 110kV 交流桥梁敷设电缆工程投运，其中桥上敷设 110kV 电缆长度约 27km。

2006 年

- 世界首套 500kV 分级式可控并联电抗器（中国忻都开关站）投入运行。
- 世界卫生组织（WHO）发布了《制定以健康为基础的电磁场标准的框架》官方文件，该文件反映了“国际电磁场计划”针对电磁场环境健康风险的总体评估结论，强烈要求成员国采纳电磁场国际标准，明确推荐以国际非电离辐射防护委员会（ICNIRP）和国际电气与电子工程师协会（IEEE）的标准为基础，制定全球标准和各国强制性标准。
- 美国研制出 600m、三相 138kV、2.4kA 的冷绝缘高温超导电缆投入运行。
- 中国发布了电力行业标准 DL/T 5340—2006《直流输电线路对电信线路危险影响防护设计技术规定》，规定了直流输电线路对电信线路危险影响允许值、计算方法和防护措施。
- 三峡—上海±500kV 直流输电工程建成投运，额定电流 3000A，额定功率 3000MW，2004 年开工建设，解决了三峡大型电站向华东地区的送电问题，加强了华中电网与华东电网的非同步联网。

2007 年

- 5 月，国家电网公司北京特高压直流试验基地首批试验设施建成投运。
- 12月，三峡输变电工程全面竣工投产，其建设规模为：±500kV 直流工程 3 项，直流线路总长度 2965km，换流总容量 1800 万 kV·A；500kV 交流输变电工程 88 项，线路总长度 6519km，变电总容量 2275 万 kV·A；同时建设的还有通

信、调度等配套系统工程。

- 12月，贵州—广东第二回±500kV直流输电工程双极投入运行，是中国第一个直流输电自主化示范工程。工程起于贵州兴仁换流站，止于广东深圳换流站，线路全长1194km，途经贵州、广西、广东三省（区）。工程额定直流输送功率为双极3000MW，额定直流电压为±500 kV。
- 500kV可控串联补偿装置在中国黑龙江冯屯500kV变电站投运，是当时世界上可控串补度最高、额定提升系数最大、阀额定电压最高的可控串联补偿装置。
- 安装于湖北荆州500kV换流变电站三右交流出线处的500kV可控并联电抗器投入运行，是中国首套500kV磁控式可控并联电抗器。
- 世界卫生组织（WHO）发布了《电磁场和公众健康：极低频场曝露》官方文件，对100kHz以下低频电场与低频磁场的健康风险作出了明确结论，认可国际非电离辐射防护委员会（ICNIRP）和国际电气与电子工程师协会（IEEE）推荐的国际标准ICNIRP—1998和IEEE Std. C95.6—2002。
- 葛洲坝—上海±500kV直流输电线路开始技术改造，并与三峡地下电站送上海的直流输电线路共架，成为中国第一条同塔双回直流线路，2010年4月投产。输送容量为2×3000MW，线路长度1050km。

2008年

- 10月，国家电网公司西藏高海拔试验基地首批试验设施建成投运。
- 12月，国家电网公司武汉特高压交流试验基地建成投运。
- 高岭背靠背直流工程Ⅰ期建成投运，额定电压±125kV，额定电流3000A，额定功率1500MW，2005年开工建设，是东北地区第一个500kV直流输电工程。
- 中国首个500kV限流电抗器在上海泗泾500kV变电站投运，也是世界上成功运行的第一套高压线路限流电抗器。
- 中国发布了电力行业标准DL/T 1087—2008《±800kV特高压直流换流站二次设备抗扰度要求》，提出了±800kV特高压直流换流站的保护、控制及通信系统设备在其电磁环境中的电磁抗扰度要求，给出了评定各种功能抗干扰性能的判据。

2009年

- 1月6日，晋东南—南阳—荆门1000kV交流输电线路正式投入运营，线路起自山西晋东南（长治）1000kV变电站，经河南南阳1000kV开关站，止于湖北荆门1000kV变电站，是中国第一条1000kV特高压输电线路，线路全长640km，按单回路建设，共有铁塔1284基，2006年底开工建设，2008年12月全面竣工，是世界上正在运行的电压等级最高、技术水平最高的输变电工程，也是世界上第一个投入商业运行的特高压工程。
- 3月，国家电网公司霸州特高压杆塔试验基地首批试验设施建成投运。
- 9月，特高压工程技术（昆明）国家工程实验室在昆明高海拔特高压直流试验基地通过竣工验收，昆明高海拔特高压直流试验基地正式投运。
- 12月21日，灵宝背靠背直流联网工程建成投运，是中国第一个实现西北—华中大区联网的背靠背直流工程，是中国第一个自主设计、自主建设的直流工程。工程位于河南省三门峡市西南的灵宝市，分两期建设，其中灵宝背靠背换流单元Ⅰ额定容量为360MW，灵宝背靠背换流单元Ⅱ额定容量为750MW。
- 中国第一条500kV海底充油电缆线路（广东—海南）建成投入运行。
- 世界首套实际应用于超高压电网的基于晶闸管保护串联电容器（TPSC）技术的故障电流限制器装置，在中国浙江瓶窑500kV变电站投运。

2010年

- 3月，静安500kV地下变电站正式投入运行，是中国第一座500kV地下变电站，位于上海市静安区。
- 6月18日，云南—广东±800kV直流输电工程双极投运，是世界上第一个±800kV特高压直流输电工程，同时也是中国第一个特高压直流输电自主化示范工程。西起云南楚雄换流站，东至广东穗东换流站，线路全长1373km，额定直流电压±800kV，额定直流电流3125A，额定输送功率5000MW。2006年底开工，2009年6月30日单极投运。
- 7月8日，向家坝—上海±800kV直流输电工程投入运行，最大输送容量为7000MW，额定直流电压为±800kV，额定直流电流为4000A，线路全长1907km。起于四川复龙换流站，终于上海奉贤换流站，是世界上输送容量最大的特高压直流输电工程。工程的

成功建成，标志着中国已全面掌握特高压直流输电工程的设计、试验、设备制造、工程建设、运行维护等关键核心技术。

- 7月，青藏交直流联网工程开工建设。工程主要包括西宁—柴达木750kV输变电工程、青海格尔木—西藏拉萨±400kV直流输电工程和西藏中部220kV电网工程3部分，全长2530km，总投资162.86亿元。2011年12月9日投入试运行。
- 10月12日，特高压工程技术国家工程实验室正式投运，分武汉、北京两个部分。
- 11月，美国旧金山跨海湾电压源型直流输电工程投入商业试运营，工程换流阀额定容量为400MW，直流侧电压等级为±200kV，交流电压等级为230kV，是世界上第一个模块化、多电平电压源型直流输电工程，也是世界上已投运电压源型直流输电工程中直流电压等级最高的。
- 呼伦贝尔—辽宁±500kV直流输电工程建成投运，额定电流3000A，额定功率3000MW，2008年开工建设，实现了内蒙古资源优势与辽宁经济优势的互惠互补。
- 宝鸡—德阳±500kV直流输电工程建成投运，额定电流3000A，额定功率3000MW，2008年开工建设，加强了西北电网与华中电网的非同步联网。
- 国家电网公司真型输电线路综合实验基地初步建成，位于河南郑州新密市尖山，试验线路在一段500kV紧凑型线路上改建而成，并安装了气象、振动在线监测系统，主要开展导线振动特性观测及机理研究。
- 中国在东莞建成国内远期变电容量最大的水乡500kV变电站，单组主变压器容量达1500MV·A。
- 中国首个具有完全自主知识产权的±800kV/4750A特高压直流换流阀研制成功。
- 中国第一条500kV长距离交联聚乙烯电缆线路（三林—静安）建成投入运行。

2011年

- 2月28日，宁东—山东±660kV直流输电工程实现双极投运，双极额定功率为4000MW，额定直流电压为±660kV，额定直流电流为3030A，线路全长1333km，途经宁夏、陕西、山西、河北、山东5省（区），是世界上首个±660kV电压等级的直流输电工程。工程于2009年6月开工建设。
- 7月，上海南汇电压源型直流输电工程正式投入运行，是中国乃至亚洲第一个基于电压源型换流器的直流输电工程。整个工程从科研、设计、制造、施工、调试、运行，均具有自主知识产权。工程取代原有交流线路，将南汇风电场接入交流主网系统，其容量和电压为20MV·A、±30kV，传输功率为18MW。
- 12月9日，青海格尔木—西藏拉萨±400kV直流输电工程投入试运行，起点青海格尔木换流站（海拔2850m），落点西藏拉萨换流站（海拔3800m），直流线路全长1038km，是世界上海拔最高的高压直流输电工程，工程建设中重点解决了直流接入弱交流系统、设备高海拔应用、高海拔地区阀厅设计、远期并联扩建四大难题。
- 12月，中俄背靠背直流联网工程建成投运，额定电压±125kV，额定电流3000A，额定功率750MW，2008年开工建设，是中国第一个国际直流输电项目。
- 中国建成世界电压等级最高的晋东南和南阳1000kV特高压串联电容补偿装置工程。
- 中国发布了国家标准GB/T 50698—2011《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》，该标准适用于输电线路对管道交流干扰的调查、测量、腐蚀防护设计、施工和维护等。
- 世界首个±1100kV/5000A特高压直流换流阀在中国研制成功。

2012年

- 锦屏—苏南±800kV直流输电工程投运，输电容量为7200MW，输电电流为4500A，是中国“西电东送”项目之一。
- 世界首套750kV分级式可控并联电抗器（中国敦煌变电站）投入运行。
- 中国西北师范大学的研究人员使用光谱仪首次记录了自然界的球形闪电。
- 高岭背靠背直流工程Ⅱ期建成投运，额定电压±125kV，额定电流3000A，额定功率1500MW，实现了东北电网与华北电网的非同期联网，加强了全国六大区域电网的互联。

2013年

- 国际大电网组织（CIGRE）发布了535号技术文件《发电站与变电站的电磁兼容》，该文件是对CIGRE 124号技术文件《发电站与变电站电磁兼容导则》的更新，结合1997年以来的技术进步和各国的研究成果，重新进行了编写，

该技术文件成为指导解决发电站和变电站电磁兼容问题的另一个重要技术文件。

- 首条同塔双回特高压交流线路——皖电东送淮南—上海 1000kV 特高压交流输电示范工程建成投运，线路全长 649km。
- 中国汕头南澳岛多端柔性直流输电工程建成投运，电压±160kV，容量 200MW，3 端运行，是世界上首个多端电压源型直流输电工程。
- 世界首个±320kV/1000MW 电压源型直流换流阀在中国研制成功，它是当时世界上电压等级最高、输电容量最大的电压源型直流输电换流阀。
- 由中国主持制定的 IEC 标准 IEC/TS 62344《高压直流接地极通用设计导则》颁布，该标准规定了直流接地极的技术条件、接地极附近跨步电压限值和变压器绕组直流电流允许值，这是高压直流输电接地极设计领域的第一个国际技术标准。
- 中国糯扎渡—广东±800kV 特高压直流输电线路单极投运。

条目标题汉字笔画索引

说　明

一、本索引供读者按条目标题的汉字笔画查检条目。

二、条目标题按第一字的笔画由少到多的顺序排列，笔画数相同的字按起笔笔形一（横）、丨（竖）、丿（撇）、丶（点）、乛（折，包括㇆乚𠃋等）的顺序排列。第一字相同的，依次按后面各字的笔画数和起笔笔形顺序排列。

三、以罗马数字、阿拉伯数字、拉丁字母、斯拉夫字母和希腊字母开头的条目标题依次排在汉字开头的条目标题的后面。

四、参见条（虚条）的页码采取虚实条兼注的方式，即参见条页码在括号外，被参见条页码在括号内。

一画

［一］

二画

［丿］

三画

［一］

［丨］

［丶］

四画

［一］

［丨］

［丿］

［丶］

［乛］

五画

［一］

［丨］

六画

［一］

七画

［一］

八画

［一］

［丨］

［丶］

［乛］

九画

[一]

[丨]

[丿]

[丶]

[乛]

十画

[一]

[丨]

[丿]

[丶]

[乛]

十一画

[一]

[丨]

[丿]

[乛]

十二画

[一]

[丨]

[丶]

条目标题外文索引
(INDEX OF ARTICLES)

A

B

C

F

G

Q

R

S

T

内 容 索 引

说 明

一、本索引是全卷条目和条目内容（含插图）的主题分析索引。索引主题按汉语拼音字母的顺序并辅以汉字笔画、起笔笔形顺序排列。同音时，按汉字笔画由少到多的顺序排列，笔画数相同的字按起笔笔形一（横）、丨（竖）、丿（撇）、丶（点）、乛（折，包括亅乚く等）的顺序排列。第一字相同的，按第二字，余类推。以罗马数字、阿拉伯数字、拉丁字母、斯拉夫字母和希腊字母开头的主题，依次排在汉字索引主题的后面。

二、设有条目的主题用黑体字，未设条目的主题用仿宋体字。

三、索引主题之后的阿拉伯数字是主题内容所在的页码，数字之后的小写拉丁字母表示索引内容所在的版面区域。本书正文的版面区域划分如右图。

a	d
b	e
c	f

D

E

F

G

H

J

K

R

S

Z

插 图 索 引

输电与变电卷（第三版）修订人员名单

（按姓氏笔画排列）

丁一工　干喆渊　于坤山　万启发　马为民　马　安　马志坚　马　枫
王有元　王华锋　王宇红　王作民　王　劲　王国利　王泽忠　王建生
王高勇　王景朝　王　静　车文俊　方　静　尹忠东　邓长红　石　岩
卢铁兵　卢继平　田　杰　吕广潜　吕金壮　吕　铮　朱家骝　邬　雄
刘　杰　刘泽洪　刘　然　齐　磊　汤广福　许韦华　许树楷　许　强
许　颖　孙才新　孙优良　孙　梅　运志涛　苏文群　苏秀成　杜小军
杜　林　杜澍春　李　三　李　正　李立浧　李永双　李同生　李庆民
李庆峰　李志平　李启盛　李　岩　李　侠　李宝金　李俊峰　李　剑
李　海　李　琳　李喜来　李锐海　李　谦　李　煜　杨一鸣　杨怀远
杨　林　杨　杰　杨　明　杨新村　杨　煜　吴巾克　吴庆华　吴克芬
吴建生　吴桂芳　吴维韩　何金良　余　军　汪　权　张广洲　张卫东
张文涛　张劲松　张　旺　张国良　张　波　张建功　张　静　张翠霞
陆家榆　陈伟根　陈秀娟　陈　奎　陈海焱　陈维江　邵丽东　武守远
苟锐锋　林海雪　林集明　欧开健　卓　放　罗海云　金小明　金晓华
周　军　周沛洪　周建辉　周保荣　周　浩　周韫捷　庞　辉　郑琼林
官广荣　孟　轩　赵大明　赵　刚　赵庆斌　赵宇明　赵志斌　赵林杰
赵　岩　赵建军　赵　贺　赵　勇　赵畹君　郝长城　荆　平　荆　勇
胡文歧　胡劲松　胡建林　查鲲鹏　段献忠　俞　正　饶　宏　姜　芸
洪　潮　姚君瑞　姚斯立　贺之渊　贺满朝　袁清云　袁智勇　聂定珍
贾江波　徐　政　高　冲　高胜友　高理迎　郭玉珠　郭　剑　郭剑波
郭跃明　郭　琦　郭　强　陶　瑜　黄立滨　黄　成　黄　莹　曹均正
戚庆成　崔　翔　宿志一　葛　栋　蒋兴良　蒋洪权　蒋晓娟　韩伟强
韩英铎　韩　彬　程永锋　傅　闯　焦重庆　曾小超　曾　嵘　谢开贵
谢国恩　谢敏华　蓝元良　蓝　耕　蔡汉生　廖瑞金　熊小伏　黎小林
颜士海　颜　伟　颜湘莲　戴朝波　鞠　勇　魏晓光

输电与配电卷（第一版）撰稿人员名单

（按姓氏笔画排列）

弋东方　马延绪　王一宇　王乃庆　王之珮　王传佑　王如璋　王　来
王秉钧　王官浩　王孟晋　王颂虞　王继樵　王铭诚　王焜明　王　遵
尤国铭　任　震　方年安　方　瑜　石新春　叶景星　叶蜚誉　史六如
史传卿　冯宝忻　邢俊杰　朱保哲　刘士璋　刘元皋　刘倬云　江礼璘
汤我武　许云汉　许　颖　许精潜　孙宗伟　孙家福　纪瑞明　李同生
李启盛　李拔群　李昌龄　李博之　李熙谋　李谽荪　李霞娟　杨吟梅
杨秋琪　杨趣贤　吴国炎　吴　骁　吴璞三　何大愚　何丰仁　何富发
应曰瑜　沈长荣　沈赞埙　张大琨　张春江　张嘉芬　陆德纮　陈圣斋
陈佐沂　陈叔涛　陈效杰　陈维贤　陈　期　陈慈萱　邵天晓　邵文灿
邵方殷　范起明　范瑞逢　林永生　欧阳应川　卓乐友　罗祖鉴　金辅夏
周于邦　周　波　周德新　庞廷智　庞骏骐　郑仁坪　郑代雨　郑健超
郑肇骥　郑德明　官其斌　孟庆东　赵正铨　赵礼生　赵智大　赵畹君
胡良珍　胡俊侯　胡维新　费翊群　姚茂生　聂国一　夏道止　顾永昌
顾霓鸿　徐乃管　徐士珩　徐国柱　徐通训　徐维钧　徐博文　徐腊元
徐锡镛　翁保光　凌　愍　唐在德　唐兴林　唐国安　唐剑秋　唐统一
唐德光　陶祖训　桑纪明　黄文华　黄志明　黄维枢　曹荣江　梁奕荣
屠三益　屠俊良　董吉谔　蒋平海　韩伯青　程应镗　程鹏达　曾南超
谢景元　蓝毓俊　蓝增珏　蒲文宗　雷经煌　鲍敏铎　解广润　蔡　邠
熊龙飞　樊　力　潘久经　潘雪荣　薄　通　戴熙杰

输电与配电卷（第二版）修订人员名单

（按姓氏笔画排列）

万善良　马为民　马宏达　王　伟　王如璋　王　来　王明俊　王秉钧
王泽忠　王学军　王承玉　王泉根　王晓瑜　王颂虞　王梦云　王梅义
王惠仁　王焜明　文卫兵　文闿成　艾肇富　田　璐　史传卿　刘泽洪
许　颖　许精潜　严筱陵　杜成刚　李长育　李成榕　李同生　李启盛
李拔群　李国富　李忠信　李健生　李博之　李福寿　李鳍荪　李霞娟
杨吟梅　杨荣凯　杨振谷　杨黎明　杨　巍　吴　骁　吴维韩　吴璞三
邱宇峰　汪启槐　张大琨　张文涛　张适昌　陆天健　陈　兵　陈效杰
陈维贤　陈警众　邵方殷　范慈生　林海雪　林集明　卓乐友　尚大伟
易　辉　周于邦　周庆昌　周德新　庞廷智　郑健超　宗建华　赵　贺
赵桂根　赵畹君　查仁柏　姜　芸　费翊群　袁大陆　袁青云　袁季修
顾廉楚　顾霓鸿　钱家骊　徐士珩　徐征雄　徐学泰　徐博文　凌　愍
高玉明　高理迎　郭建波　唐国安　唐德光　陶　瑜　桑纪明　黄志明
黄跃先　戚庆成　盛和乐　崔成恕　崔　翔　宿志一　屠三益　屠俊良
董振亚　粟福恒　舒廉甫　童国富　曾连生　曾南超　曾昭华　温克昌
谢国恩　蓝增珏　赖庆波　解广润　樊　力

输电与变电卷（第三版）
主要编辑出版人员名单

责任编辑　张　涛　王春娟

索引编辑　张　涛　王春娟

设计负责　王建华　李东梅　李卫东　杨志国

封面设计　王红柳

正文设计　赵姗姗　肖光艺

责任描图　陈丽梅　李　娟

责任校对　罗凤贤　常燕昆

责任印制　邹树群